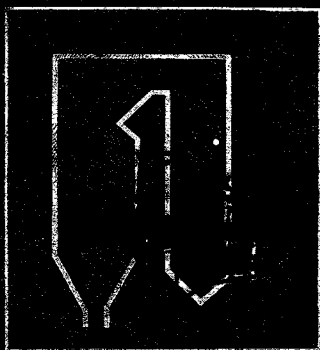


VISIT...

LANZAROTE
Caliente.COM



А.П. БОРДЮКОВ
Л.Д. ГИНЗБУРГ-ШИК

**ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОЕ
ОБОРУДОВАНИЕ
ТЕПЛОВЫХ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

ББК 31.3
Б 82
УДК 621.311.22.002.51

Бордюков А. П., Гинзбург-Шик Л. Д.

Б 82 Тепломеханическое оборудование тепловых электростанций. — М.: Энергия, 1978. — 272 с., ил.

В пер.: 1 р. 30 к.

В книге рассмотрены тепловые схемы паротурбинных электростанций. Дано описание особенностей конструкции и различных компоновок котельных агрегатов, водогрейных и пароводогрейных теплофикационных котлов, современных конденсационных и теплофикационных паровых турбин и вспомогательного оборудования. Рассмотрены системы водоснабжения, топливоснабжения, оборудование для очистки дымовых газов, шлакозолоудаления и дымовые трубы.

Книга предназначена для повышения квалификации рабочего персонала, занятого на монтаже тепломеханического оборудования тепловых электростанций.

Б 30303-199
051(01)-78 13-78

ББК 31.3
6П2.2

**АЛЕКСАНДР ПЕТРОВИЧ БОРДЮКОВ,
ЛЕВ ДАВИДОВИЧ ГИНЗБУРГ-ШИК**

ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Редактор *Е. И. Радзюкевич*

Редактор издательства *И. В. Волобуева*

Переплет художника *А. А. Иванова*

Художественный редактор *Д. И. Чернышев*

Технический редактор *О. Д. Кузнецова*

Корректор *И. А. Володяева*

ИБ № 641

Сдано в набор 17.10.77	Подписано к печати 31.01.78	Т-00595
Формат 70×100 ^{1/16}	Вумага машиномелованная	Гарн. шрифта литературная
Печать высокая	Усл. печ. л. 22,1	Уч.-изд. л. 23,51
Тираж 18 000 экз.	Зак. 400	Цена 1 р. 30 к.

Издательство «Энергия», Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10

Московская типография № 10 Союзполиграфпрома при Государственном комитете Совета Министров СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10.

© Издательство «Энергия», 1978.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Главным техническим направлением в развитии электроэнергетики в десятой пятилетке является увеличение единичной мощности энергоблоков и электростанций, значительное повышение надежности оборудования. Будут введены в действие энергетические мощности в размере 67—70 млн. кВт.

Если в девятой пятилетке основными крупными блоками были энергоблоки мощностью 300 МВт, а суммарная мощность станции 2400—3000 МВт, то в десятой пятилетке тепловые электростанции будут сооружаться мощностью 4000—6000 МВт с энергетическими блоками 500, 800 и 1200 МВт и атомные электростанции с реакторами единичной мощностью 1000—1500 МВт.

Рост единичной мощности энергетических блоков, сложность современного оборудования и большой объем строительно-монтажных работ по сооружению мощных тепловых электростанций вызывают необходимость повышения квалификации всего персонала энергостроителей.

Предлагаемая книга имеет своей целью познакомить мастеров, бригадиров и рабочих-тепломонтажников со всем комплексом вопросов, касающихся тепловых схем, устройства и работы основного и вспомогательного тепломеханического оборудования современных мощных тепловых электростанций.

В книге не рассмотрены вопросы собственно монтажа тепломеханического оборудования, поскольку они регулярно освещаются в книгах серии «Библиотека тепломонтажника», выпускаемых издательством «Энергия».

Главы 1—4, 9—11 и 16 написаны А. П. Бордюковым; главы 5—8, 12—15 — Л. Д. Гинзбург-Шиком.

Авторы выражают благодарность рецензенту В. Г. Гребенкину за ценные указания по улучшению книги и глубокую признательность редактору Е. И. Радзюкевичу за большую работу по редактированию книги.

Замечания и пожелания по книге авторы просят направлять в издательство «Энергия» по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая набережная, д. 10.

Авторы

ОБЩЕЕ СОСТОЯНИЕ ЭНЕРГЕТИКИ СССР И ЕЕ РАЗВИТИЕ

Развитие всех отраслей народного хозяйства связано с ростом производства электрической энергии и мощностей электростанций. В табл. 1-1 приводятся установленная мощность электростанций и производство электрической энергии в период 1913—1975 гг.

По плану ГОЭЛРО предусматривалось в течение 10—15 лет построить 30 новых районных электростанций общей мощностью 1,75 млн. кВт. Этот план был перевыполнен, так как за 15 лет ввод новой мощности составил 4,5 млн. кВт.

Таблица 1-1

Рост установленной мощности электростанций и производства электрической энергии

Наименование	Годы							
	1913	1930	1940	1950	1960	1965	1970	1975
Установленная мощность электростанций, млн. кВт	1,14	2,88	11,2	19,6	66,7	115	167,5	220
Производство электроэнергии, млрд. кВт·ч	2,04	8,37	48,3	91,23	292,5	506,7	740	1038

В 1913 г., накануне первой мировой войны, общая установленная мощность электростанций всей царской России составляла всего 1,14 млн. кВт, а производство электроэнергии — 2,04 млрд. кВт·ч.

В 1941 г. накануне Великой Отечественной войны общая мощность электростанций составляла 11,2 млн. кВт, а выработка электроэнергии — 48,3 млрд. кВт·ч.

В девятой пятилетке 1970—1975 гг. ежегодно вводились новые электростанции мощностью 12—13 млн. кВт. На 1 января 1978 г. установленная мощность электростанций составляет 240 млн. кВт. Единичную мощность от 1 до 6 млн. кВт имеют 60 крупных тепловых, атомных, гидравлических электростанций, а общая мощность их составляет около половины всех энергетических мощностей страны. В СССР создана крупнейшая в мире Единая энергетическая система, объединяющая европейскую часть СССР, Северный Казахстан и районы Западной Сибири. Единая энергетическая система включает в себя более 150 млн. кВт установленной мощности.

Одним из важнейших мероприятий является осуществление объединения энергетических систем СССР и социалистических стран (Болгарии, Венгрии, Польши, Румынии и Чехословакии).

До 1941 г. наиболее мощными паровыми турбинами отечественного производства были турбины 100 МВт. В настоящее время в СССР созданы и успешно работают турбины серийного производства единичной мощности 100, 200, 300, 500 и 800 МВт. К началу 1976 г. в СССР было установлено около 350 энергоблоков паротурбинных электростанций суммарной мощностью 81,6 млн. кВт. Сооружается уникальный энергоблок мощностью 1200 МВт.

В 1974 и 1975 гг. на атомных электростанциях СССР введено несколько энергоблоков с реакторами электрической мощностью по 440 и 1000 МВт.

В СССР построены мощные гидроэлектростанции: Волжская мощностью 2,5 тыс. МВт, Братская — 4 тыс. МВт и Красноярская — 6,0 тыс. МВт.

На 1976—1980 гг. главными направлениями по развитию электроэнергетики определены следующие:

обеспечение в 1980 г. производства 1340—1380 млрд. кВт·ч электроэнергии;

ввод в действие 67—70 млн. кВт новых мощностей, в том числе на атомных электростанциях 13—15 млн. кВт;

строительство тепловых электростанций мощностью 4—6 млн. кВт с установкой энергетических блоков единичной мощностью 500 и 800 МВт, атомных электростанций с реакторами единичной мощностью 1000—1500 МВт;

строительство крупных тепловых электростанций, работающих на дешевом твердом топливе — углях Экибастузского и Канско-Ачинского месторождений;

строительство преимущественно крупных гидроузлов;

развитие атомной энергетики в европейской части СССР, ускорение строительства и освоение реакторов на быстрых нейтронах;

объединение в единую энергетическую систему страны энергосистем Сибири и Средней Азии с Европейской энергетической системой, сооружение магистральных линий электропередачи напряжением 500, 700 и 1150 тыс. В;

освоение высокоманевренных энергоблоков мощностью 500 МВт, строительство гидроаккумулирующих электростанций и газотурбинных установок.

Глава вторая

ТИПЫ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПРИНЦИПЫ ИХ РАБОТЫ

2-1. КЛАССИФИКАЦИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Электрическая станция представляет собой комплекс оборудования и устройств, служащий для преобразования энергии природного источника в электрическую энергию и тепло.

На рис. 2-1 показана схема преобразования энергии на тепловой электростанции. В результате сжигания органического топлива (или деления ядерного топлива) происходит выделение тепловой энергии, которая передается рабочему телу, работающему в тепловом двигателе. В электрическом генераторе происходит превращение механической энергии теплового двигателя в электрическую.

Электрические станции различаются по следующим признакам:

1. По виду используемой природной энергии:
 - а) тепловые электростанции (ТЭС), использующие энергию органического топлива¹;
 - б) атомные электростанции (АЭС), в которых используется энергия ядерного топлива (атомная энергия);
 - в) гидроэлектростанции (ГЭС), использующие энергию рек и озер.
2. По виду основного двигателя:
 - а) электростанции (ТЭС) паротурбинные,
 - б) газотурбинные,
 - в) парогазовые,
 - г) дизельные.

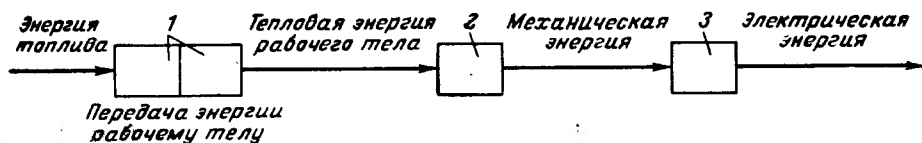


Рис. 2-1. Схема преобразования энергии на тепловой электростанции.

1 — паровой котельный агрегат с топочной камерой (или камера сгорания газотурбинной установки; или ядерный реактор и парогенератор); 2 — тепловой двигатель (паровая или газовая турбина); 3 — электрический генератор.

3. По виду отпускаемой энергии:

а) конденсационные электростанции, вырабатывающие только электроэнергию (КЭС). К ним относятся паротурбинные, парогазовые и атомные электростанции, на которых установлены конденсационные паровые турбины;

б) теплоэлектроцентрали, вырабатывающие электроэнергию и тепло (ТЭЦ). Они могут быть паротурбинными, газотурбинными, парогазовыми, атомными и др.

4. По назначению электростанций:

а) районные электростанции общего пользования (ГРЭС и ТЭЦ), снабжающие электроэнергией и теплом потребителей целых районов;

б) промышленные электростанции для энергоснабжения промышленных предприятий, являющиеся частью энергетического хозяйства этих предприятий.

5. По начальному давлению пара паротурбинные электростанции с начальным давлением пара перед турбинами 3,5—4,0 МПа (35—40 кгс/см²) называют электростанциями низкого, 9,0—13 МПа (90—130 кгс/см²) — высокого и 24,0 МПа (240 кгс/см²) — сверхкритического давления.

2-2. ПАРОТУРБИННЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Простейшая схема и процесс производства электроэнергии на современной паротурбинной электростанции показаны на рис. 2-2.

В топке 1 котельного агрегата сжигается топливо, подаваемое через горелки, — угольная пыль, мазут или газ. Образовавшиеся в результате горения дымовые газы омывают трубы 14 котельного агрегата, в

¹ В настоящей книге рассматриваются только крупные тепловые электростанции.

которых находится вода, поступающая из барабана 13. Получившийся из воды насыщенный пар поднимается по трубкам и собирается в верхней части барабана; отсюда он выходит в пароперегреватель 15, омываемый газами, поступающими из топки. Полученный перегретый водяной пар имеет давление и температуру более высокие, чем окружающая среда, т. е. обладает запасом потенциальной энергии, которая может быть использована для совершения работы.

Перегретый водяной пар из пароперегревателя по трубопроводу направляется в паровую турбину 2. Проходя через сопла 3, пар расширяется и вытекает из них с большой скоростью, т. е. его потенциальная энергия превращается в кинетическую. Вытекающий из сопел с большой скоростью пар поступает на изогнутые лопатки 4, насаженные на диски 5, укрепленные на валу 6.

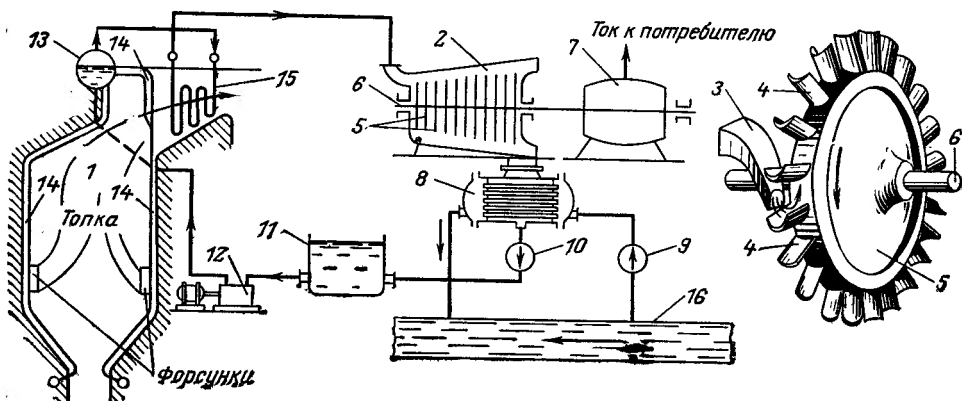


Рис. 2-2. Схема простейшей тепловой электрической станции.

1 — топка котельного агрегата; 2 — паровая турбина; 3 — сопло; 4 — лопатки; 5 — диск; 6 — вал паровой турбины; 7 — электрический генератор; 8 — конденсатор; 9 — циркуляционный насос; 10 — конденсатный насос; 11 — бак питательной воды; 12 — питательный насос; 13 — барабан котельного агрегата; 14 — трубы котельного агрегата; 15 — пароперегреватель; 16 — источник водоснабжения (река).

Скоростная энергия пара передается лопаткам, и они вместе с диском и валом начинают вращаться, при этом энергия пара переходит в механическую энергию вращения вала. Вал турбины соединен с электрическим генератором, который вырабатывает электрическую энергию, направляемую потребителям. Совершив работу вращения вала, отработавший водяной пар из турбины поступает в специальный аппарат — конденсатор 8. Внутри трубок конденсатора течет вода, подаваемая циркуляционным насосом 9 из реки, пруда или озера. Циркуляционная вода отбирает теплоту парообразования от отработавшего пара, проходящего снаружи трубок, и пар конденсируется. Получившаяся из пара вода, называемая конденсатом, откачивается конденсатным насосом 10 в бак питательной воды 11, обычно объединяемый с деаэратором — устройством для удаления из конденсата воздуха. Деаэрированная вода (или питательная вода) вновь нагревается питательным насосом 12 в барабаны котельного агрегата, и цикл повторяется.

Тепловые электростанции СССР в 1970 г. выработали более 80% всего количества электроэнергии и в течение ближайших десятилетий останутся основным источником электроэнергии.

Крупнейшие в СССР тепловые электростанции мощностью 2400 МВт и выше komponуются из паротурбинных энергетических блоков (котел —

турбина — генератор) единичной мощностью по 300, 500, 800 МВт. В настоящее время изготавливается оборудование и сооружается главный корпус для энергетического блока мощностью 1200 МВт.

2.3. ГАЗОТУРБИННЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Газотурбинная установка (рис. 2-3) состоит из камеры сгорания КС, газовой турбины ГТ, воздушного компрессора К и электрического генератора Г. Компрессор К засасывает атмосферный воздух и после сжатия подает его в камеру сгорания КС. В ту же камеру подается топливо — жидкое или газообразное (природный или промышленный газ), которое сгорает в среде сжатого воздуха. Горячие газы с температурой 750—800°C из камеры сгорания поступают в газовую турбину ГТ. Про-

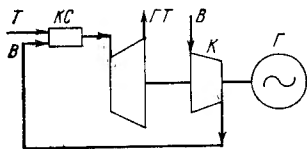


Рис. 2-3. Простейшая схема газотурбинной электростанции на жидком или газовом топливе.

Г — топливо; В — воздух; КС — камера сгорания; ГТ — газовая турбина; К — воздушный компрессор; Г — электрический генератор.

ходя через нее, они расширяются до атмосферного давления и, двигаясь с большой скоростью между лопатками, вращают вал турбины. Отработавшие газы через выпускную трубу уходят в атмосферу.

В схеме газотурбинной установки отсутствуют котельный агрегат, конденсатор турбины, деаэратор, питательные, циркуляционные и конденсатные насосы, эжектор и регенеративные подогреватели для подогрева питательной воды перед входом ее в котельный агрегат, оборудование химводоочистки и другое вспомогательное оборудование, необходимое на паротурбинной электростанции. Вслед-

ствие этого для сооружения ГТУ необходимы меньшие площадь и объем здания, меньший объем строительства и монтажа, значительно уменьшается стоимость капитальных затрат по сравнению с паротурбинной установкой одинаковой мощности. Меньшая потребность в охлаждающей воде, отсутствие значительного загрязнения воздушного бассейна, быстрый пуск в ход, незначительное количество эксплуатационного персонала и низкая стоимость вырабатываемой электроэнергии делают выгодным использование ГТУ в ряде районов СССР для покрытия пиковых нагрузок в вечерние часы и разгрузки электростанций в ночные.

Ленинградским металлическим заводом (ЛМЗ), Харьковским турбинным заводом (ХТГЗ) и Невским машиностроительным заводом (НЗЛ) изготовлены и находятся в эксплуатации стационарные ГТУ с единичной мощностью 25, 50 и 100 МВт.

В течение последней пятилетки в СССР изготовлена и эксплуатируется серия плавучих газотурбинных электростанций мощностью по 24 МВт с котлами-утилизаторами, получивших символическое название «Северное сияние», для снабжения электроэнергией и теплом изолированных необжитых районов Крайнего Севера и Северо-Востока страны.

2.4. ПАРОГАЗОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Парогазовыми установками (ПГУ) называются такие установки, в которых комбинируются циклы паровых и газовых турбин.

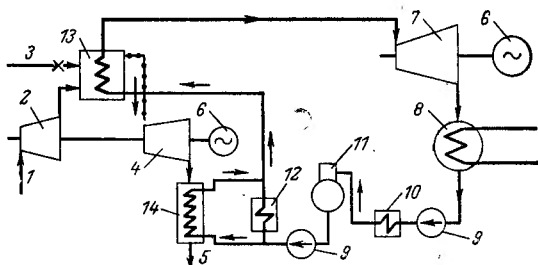
В ПГУ большой мощности с высоконапорным котельным агрегатом (рис. 2-4) сжигание топлива и передача тепла происходят при давлении в топочном объеме 0,6—0,7 МПа (6—7 кгс/см²), отчего металлоемкость

и габариты значительно меньше, чем у обычного котельного агрегата.

Воздух 1, сжатый компрессором 2, подается в высоконапорный парогенератор 13, куда поступает и топливо 3. Продукты сгорания после парогенератора 13 поступают в газовую турбину 4, а генерируемый пар — в паровую турбину 7. Охлаждение уходящих газов после газовой турбины 4 производится в регенеративном подогревателе 16 частью питательной воды.

Рис. 2-4. Схема парогазовой установки.

1 — забор воздуха; 2 — компрессор; 3 — топливо; 4 — газовая турбина; 5 — выхлоп отработанных газов; 6 — генератор; 7 — паровая турбина; 8 — конденсатор; 9 — конденсатный и питательный насосы; 10 — подогреватель низкого давления; 11 — деаэрактор; 12 — подогреватель высокого давления; 13 — высоконапорный парогенератор; 14 — регенеративный подогреватель на уходящих газах.



Удельный расход топлива у таких установок на 4—6% ниже, чем у паротурбинных блоков (при одинаковых параметрах пара). В СССР по этой схеме работает несколько установок малой мощности, а с 1972 г. на одной из ГРЭС находится в эксплуатации установка мощностью 210 МВт.

2-5. АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

На атомных электрических станциях (АЭС) производство электрической и тепловой энергии осуществляется за счет использования энергии, получаемой в результате делений ядер атомов.

Принцип работы атомных электростанций основан на том, что при делении (расщеплении) ядер освобождается огромное количество энергии. Расщепляющиеся вещества, используемые в работе ядерных реакторов, называются ядерным горючим или ядерным топливом. К ним относятся уран-235, уран-233 и плутоний-239.

Устройство, в котором осуществляется реакция ядерного деления, называют ядерным реактором.

В ядерных энергетических установках практически основным ядерным горючим является уран-235, в природном уране содержание его составляет около 0,7%. Уран с повышенным по сравнению с природным содержанием урана-235 называют обогащенным. При распаде 1 г урана-235 выделяется $86,4 \cdot 10^6$ кДж энергии или столько же тепла, сколько получается при сжигании около 3 т высококачественного каменного угля.

Для обеспечения цепной (самоподдерживающейся) реакции необходимо применять в ядерных реакторах в качестве горючего обогащенный уран, а также вводить в активную зону реактора замедлитель нейтронов (обычная или тяжелая вода, графит). Упрощенная схема ядерного реактора изображена на рис. 2-5. Ядерное горючее в нем размещено в тепловыделяющих элементах (ТВЭлах) 1. Они окружены отражателем 5 для того, чтобы нейтроны не покинули реактор. Выделяющееся при распаде тепло передается циркулирующей в трубках (каналах) 3 и 4 жидкости, являющейся теплоносителем. Такой тип реактора (рис. 2-5,а) называют канальным. Теплоносителем в нем служит вода, замедлителем — графит.

На рис. 2-5,б показан другой тип реактора — корпусный. Теплоносителем в нем является углекислый газ, который движется не в ка-

налах, а в корпусе, заполняя весь свободный объем. Замедлителем служит графит. Реактор такого типа называется газографитным или уран-графитным.

На рис. 2-5,в представлен корпусный водо-водяной реактор, где вода является замедлителем и теплоносителем одновременно.

Для предохранения эксплуатационного персонала атомной электростанции от вредных излучений, сопутствующих ядерной реакции, реакторы окружены биологической защитой (бетонными стенками)

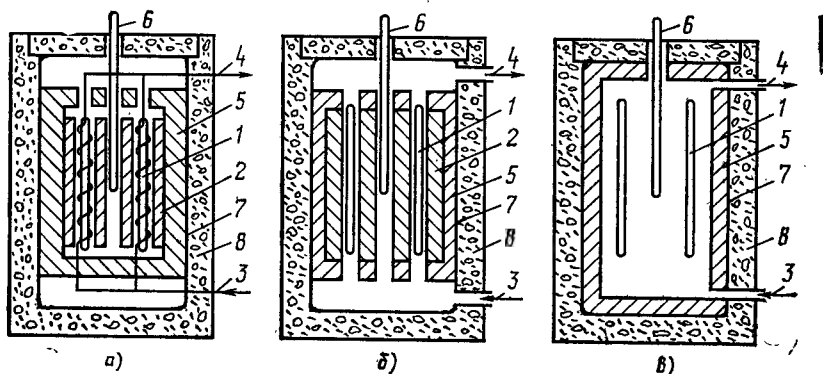


Рис. 2-5. Упрощенная схема ядерного канального водографитового реактора (а), корпусного газографитового реактора (б) и корпусного водо-водяного реактора (в).

1 — тепловыделяющий элемент; 2 — замедлитель; 3 — подвод теплоносителя; 4 — отвод теплоносителя; 5 — отражатель; 6 — регулирующий стержень; 7 — корпус; 8 — биологическая защита.

большой толщины). Производительность реактора, т. е. его энергетическую или тепловую мощность, обычно выражают в мегаваттах. Под тепловой мощностью реактора понимают полное количество тепла, выделяющееся в нем в течение часа.

Схемы отвода тепла из реакторов. На рис. 2-6 показана простейшая тепловая схема одноконтурной (а), двухконтурной (б) и трехконтурной (в) атомных электростанций.

Тепло, выделяемое в твэлах реактора 1, отводится теплоносителем (водой или газом), прокачиваемым через концентрические зазоры между стержнями и каналами. Пар, образовавшийся в реакторе, поступает в турбину 2, где происходит преобразование кинетической энергии пара

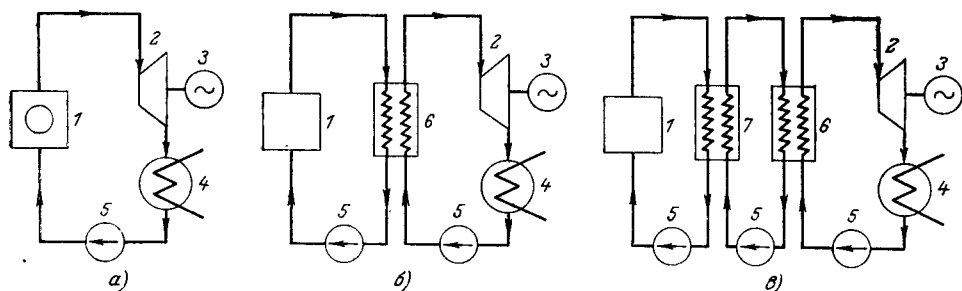


Рис. 2-6. Простейшая тепловая схема одноконтурной (а), двухконтурной (б) и трехконтурной (в) АЭС.

1 — реактор; 2 — паровая турбина; 3 — электрический генератор; 4 — конденсатор; 5 — насос; 6 — парогенератор; 7 — промежуточный теплообменник.

в механическую, преобразуемую далее в электрическую энергию в электрическом генераторе 3, вал которого соединен с валом турбины. Отработавший в турбине пар конденсируется в конденсаторе 4, откуда насосом циркуляции теплоносителя 5 возвращается в реактор. Для регулирования мощности реактора служит специальный регулирующий стержень 6 (см. рис. 2-5), опуская и поднимая который можно влиять на интенсивность протекания ядерной реакции; при полном опускании стержня работа реактора прекращается.

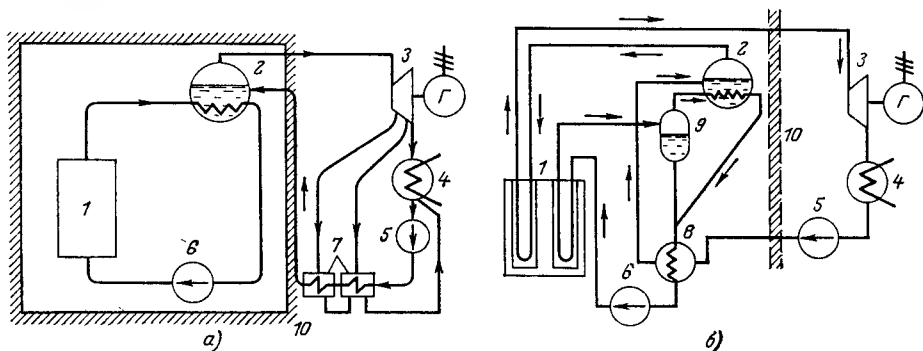


Рис. 2-7. Схемы двухконтурных АЭС.

а — с насыщенным паром во втором контуре; б — с перегревом вторичного пара; 1 — реактор; 2 — парогенератор; 3 — паровая турбина; 4 — конденсатор; 5 — питательный насос; 6 — циркуляционный насос; 7 — подогреватели питательной воды; 8 — экономайзер; 9 — барабан-сепаратор; 10 — биологическая защита.

Из рассмотрения схемы атомной электростанции видно, что принципиальное отличие ее от паротурбинной заключается в наличии реактора, служащего для получения атомной энергии и превращения ее в тепловую. В остальной части атомная электростанция мало отличается от паротурбинной.

Рассмотренная схема, где теплоноситель является одновременно и рабочим телом теплового цикла, называется *одноконтурной*. Пар образуется непосредственно в реакторе, который одновременно является и парогенератором.

На АЭС применяются также схемы с использованием промежуточного теплоносителя, называемые *двухконтурными* (рис. 2-6, б). В этой схеме используются два теплоносителя. В первичном контуре теплоноситель (вода или газ) циркулирует по замкнутому циклу, проходя через циркуляционный насос 5, реактор 1 и парогенератор (теплообменник) 6. Этот теплоноситель имеет высокую радиоактивность, поэтому во время работы контур недоступен для непосредственного обслуживания.

Паровой энергетический цикл организуется во вторичном контуре. Конденсат из конденсатора турбины насосом 5 подается в парогенератор 6, где он подогревается и испаряется за счет тепла теплоносителя первичного контура. Насыщенный пар из парогенератора, уже не радиоактивный, поступает в турбину 2 и далее в конденсатор 4. Таким образом, второй контур представляет собой схему обычной паротурбинной электростанции, только с турбинами не перегретого, а насыщенного пара, где парогенератором является теплообменник первого контура. При давлении в первичном контуре 10—16 МПа (100—160 кгс/см²) насыщенный пар второго контура имеет давление 4—11 МПа (40—110 кгс/см²).

В трехконтурной схеме АЭС теплоносителем первого контура (рис. 2-6,а) является жидкий натрий. Первый контур имеет высокую радиоактивность, поэтому он отделяется от рабочего контура промежуточным — вторым контуром. Во втором контуре в качестве теплоносителя применяется также натрий или сплав натрия и калия. Рабочим телом третьего контура является вода.

Для работы турбины на перегретом паре применяется схема, показанная на рис. 2-7,б. На выходе из реактора получается пароводяная смесь с паросодержанием около 30%. Пар, отделенный в барабане-сепараторе 9, поступает в парогенератор 2, где за счет его конденсации образуется вторичный насыщенный пар. Этот пар направляется в периферийные каналы ядерного реактора 1, в которых перегревается и после этого поступает в турбину 3. Эта схема по сравнению с турбиной, работающей на насыщенном паре, характеризуется более высоким к. п. д. установки. Турбина в этом случае работает на радиоактивном паре.

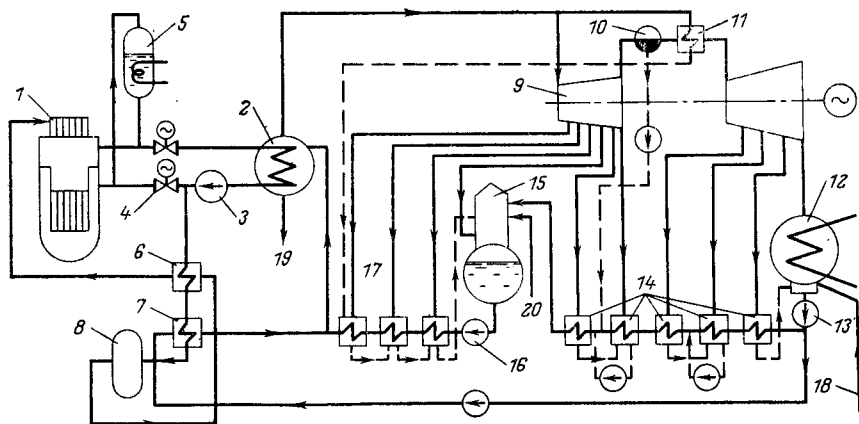


Рис. 2-8. Принципиальная тепловая схема двухконтурной Нововоронежской АЭС.

1 — реактор; 2 — парогенератор; 3 — главный циркуляционный насос; 4 — главная задвижка; 5 — компенсатор объема; 6 — регенеративный теплообменник; 7 — доохладитель продувки; 8 — теплообменная установка; 9 — паровая турбина; 10 — турбинный сепаратор; 11 — промежуточный пароперегреватель; 12 — конденсатор; 13 — конденсатный насос; 14 — регенеративные подогреватели низкого давления; 15 — деаэрактор; 16 — питательный насос; 17 — регенеративные подогреватели высокого давления; 18 — подача добавочной воды; 19 — продувка парогенератора; 20 — возврат очищенной продувочной воды парогенератора.

Атомные электростанции строятся по одноконтурной, двухконтурной и трехконтурной схемам.

Одноконтурная схема проще двухконтурной и имеет более высокий к. п. д. Основным недостатком этой схемы является возможность загрязнения проточной части турбины продуктами деления ядер при нарушении герметичности твэлов в реакторе.

Развитие атомных электростанций в СССР. Первая в мире атомная электростанция мощностью 5000 кВт (5 МВт) для мирного использования энергии атома была пущена в СССР в г. Обнинске в 1954 г. Эта АЭС была построена по двухконтурной схеме с уран-графитовым реактором. В первичном контуре циркулировала вода под давлением 10 МПа (100 кгс/см²), а во вторичном образовывался пар давлением 1,3 МПа (13 кгс/см²). Коэффициент полезного действия станции составлял 15—17%.

Первыми крупными АЭС в СССР являются Нововоронежская и Белоярская АЭС. Нововоронежская АЭС построена по двухконтурной тепловой схеме и оборудована реакторами различной мощности. Блоки электрической мощностью по 440 МВт включают в себя водо-водяной реактор типа ВВЭР-440, парогенератор и по две турбины мощностью по 220 МВт (рис. 2-8). Вода первичного контура под давлением 12,3 МПа (125 кгс/см²) и температурой ~300°C (ниже температуры насыщения) после реактора 1 поступает в парогенератор 2 (горизонтальный теплообменник), в котором отдает тепло воде вторичного контура, испаряя ее. После парогенератора вода первичного контура с температурой 268°C циркуляционным насосом 3 возвращается в реактор. В парогенераторе получается насыщенный пар давлением около 4,7 МПа (47 кгс/см²) и температурой 260°C. Потеря давления пара в паропроводах составляет около 0,4 МПа (4 кгс/см²), и, следовательно, перед турбиной пар имеет давление 4,3 МПа (43 кгс/см²) и температуру 255°C. Насыщенный пар такого давления при расширении в турбине до давления в конденсаторе будет иметь высокую конечную влажность (около 18%), недопустимую для нормальной работы последних ступеней турбины. Поэтому в схеме предусмотрена установка между цилиндрами высокого и среднего давления турбины специального турбинного сепаратора 10, в котором влага отделяется от пара. После отделения влаги пар поступает в промежуточный пароперегреватель 11, где свежим паром из парогенератора дополнительно подсушивается перед поступлением в цилиндр среднего давления. К концу 1973 г. общая электрическая мощность четырех установленных на Нововоронежской АЭС реакторов составила 1465 МВт.

На Белоярской атомной электростанции работают два блока: первый электрической мощностью 100 МВт и второй — 200 МВт. Особенностью этой АЭС являются атомные реакторы, выдающие перегретый пар высокого давления. Тепловая схема первого блока является двухконтурной. В первом блоке насыщенный пар из парогенератора поступает в рабочие каналы реактора, а оттуда после перегрева в турбину К-100-90. Во втором блоке пароводяная смесь, полученная в испарительных каналах реактора, поступает в сепаратор пара, после которого насыщенный пар перегревается в пароперегревательных каналах реактора и после перегрева направляется на питание двух турбин электрической мощностью по 100 МВт. Параметры свежего пара перед турбиной 8 МПа (80 кгс/см²) и 510°C; максимальное давление пара в сепараторах — 13,4 МПа (134 кгс/см²), на выходе из пароперегревателя максимальная температура пара — 545°C; к. п. д. блока брутто 37,7%, нетто 35,5%.

На Белоярской АЭС сооружается уникальный блок электрической мощностью 600 МВт с реактором, работающим на быстрых нейтронах и имеющим тепловую мощность около 1500 МВт. При общей паропроизводительности парогенераторов 1840 т/ч реактор обеспечивает перегретым паром давлением 14 МПа (140 кгс/см²) и температурой 505°C три турбины по 200 МВт. Таким образом, суммарная электрическая мощность всех блоков Белоярской АЭС составит 900 МВт.

В настоящее время в СССР строятся атомные электростанции электрической мощностью 2000—4000 МВт с применением канальных уран-графитовых реакторов кипящего типа единичной мощностью по 1000 МВт (Ленинградская, Курская, Чернобыльская и Смоленская АЭС). В 1975 г. мощность Ленинградской АЭС достигла 2000 МВт (два блока по 1000 МВт).

На Ленинградской и Курской АЭС оборудование устанавливается по блочному принципу: реактор РБМ-К (реактор большой мощности, кипящий) электрической мощностью 1000 МВт работает в блоке с двумя паровыми турбинами типа К-500-65/3000 по 500 МВт каждая. Блоки с реактором работают по одноконтурной схеме, т. е. насыщенный пар, получаемый в реакторе с давлением 6,5 МПа (65 кгс/см²) и температурой 284°C, поступает непосредственно в турбину, а его конденсат подается в циркуляционный контур реактора.

Глава третья

ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ ПАРОТУРБИННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

3-1. НАЧАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПАРА НА ТЭС

Давление свежего пара. Начальными параметрами пара на ТЭС называют параметры перед стопорным клапаном турбины.

Тепловая экономичность паротурбинных электростанций в значительной степени определяется начальными и конечными параметрами пара в установке, т. е. давлением и температурой пара перед турбиной и давлением в конденсаторе турбины. Тепловая экономичность электростанций растет с ростом началь-

Таблица 3-1

Мощность и начальное давление пара турбоустановок конденсационных электростанций

Мощность турбины, МВт	Начальное давление		Мощность турбины, МВт	Начальное давление	
	МПа	кгс/см ²		МПа	кгс/см ²
12	3,4	35	200	12,75	130
25	8,8	90	300	23,5	240
50	8,8	90	500	23,5	240
100	8,8	90	800	23,5	240
160	12,75	130	1200	23,5	240

ного давления пара, а также с повышением температуры подогрева питательной воды.

Повышение начального давления пара значительно усложняет и удорожает оборудование. Но как проверено технико-экономическими расчетами, чем больше увеличивается мощность блока, тем меньше начальное давление влияет на удельные капитальные затраты. Поэтому установки большой мощности создаются на высокие и сверхкритические давления пара.

В СССР приняты четыре ступени начального давления пара: 3,4; 8,8; 12,75 и 23,5 МПа или соответственно 35, 90, 130 и 240 кгс/см². В табл. 3-1 приведены значения давления пара для паровых турбин различных мощностей.

Температура перегрева пара. В СССР установлены следующие температуры пара на выходе из котельного агрегата:

а) для энергетических блоков мощностью 150, 200, 300 МВт и выше с промежуточным перегревом пара: начальная температура 545°C, температура пара после промежуточного перегрева 545°C;

б) для энергетических установок без промперегрева (ТЭЦ) при давлении пара на выходе из котельного агрегата в 13,7 МПа (140 кгс/см²) его температура равна 560°C. Температура пара перед турбиной из-за потерь в окружающую среду и дросселирования в паропроводах ниже на 5°C, т. е. для блоков с промежуточным перегревом 540°C и для установок без промежуточного перегрева 555°C.

При указанных температурах перегрева для поверхностей нагрева и труб применяются перлитные стали (хромомолибденованадиевые) марок 12Х1МФ, 15Х1МФ. Для

более высоких температур перегрева требуется применение аустенитных сталей, которые не нашли широкого применения в энергетике вследствие очень высокой их стоимости и трудностей их обработки. Так, трубы из легированных сталей дороже труб из углеродистой стали: хромомолибденовые в 1,6—1,9 раза, высокохромистые и аустенитные в 4,7—5 раз, аустенитные с молибденом и вольфрамом в 7—8 раз.

3-2. ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ ПЕРЕГРЕВ ПАРА

Промежуточный перегрев пара в турбине применяется для уменьшения конечной влажности пара в последних ступенях турбин. Острый пар расширяется в цилиндре высокого давления, после чего направляется в котельный агрегат для повторного перегрева, который производится при постоянном давлении до температуры, обычно одинаковой с температурой первичного пара. После перегрева пар возвращается в турбину и расширяется в ней до конечного давления.

При начальных параметрах пара 12,75 МПа (130 кгс/см²) и 565°C в турбинах мощностью 150 и 200 МВт промежуточный перегрев до 565°C теоретически дает экономию топлива около 7% по сравнению с установкой при тех же начальных параметрах без промперегрева. С учетом потерь давления в трубопроводах и промежуточном перегревателе эта экономия снижается до 4%.

Существует несколько способов промежуточного перегрева пара: газовый, паровой и **промежуточный теплоносителем**. В СССР применяется только газовый промежуточный перегрев, при котором пар после соответствующих ступеней турбины отводится в тот же котельный агрегат в специальный промежуточный перегреватель.

Принципиальная тепловая схема с газовым промежуточным перегревателем и регенеративным подогревом питательной воды представлена на рис. 3-1.

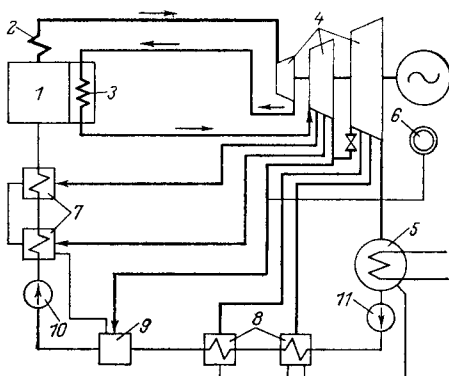


Рис. 3-1. Принципиальная тепловая схема с газовым промежуточным перегревом и регенеративным подогревом питательной воды.

1 — котельный агрегат; 2 — первичный перегрев пара; 3 — вторичный перегрев пара — промежуточный газовый перегреватель в газоходе котла; 4 — турбина; 5 — конденсатор; 6 — тепловой потребитель; 7 — подогреватель высокого давления; 8 — подогреватель низкого давления; 9 — деаэрактор; 10 — питательный насос; 11 — конденсатный насос.

3-3. РЕГЕНЕРАТИВНЫЙ ПОДОГРЕВ ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ

Регенеративным подогревом питательной воды котельных агрегатов электростанции называют подогрев этой воды паром, частично проработавшим в турбине и отбираемым из промежуточных ее ступеней. Благодаря такому подогреву воды пар регенеративных отборов производит в турбине работу без потери отработанного тепла, так как это тепло возвращается в котельный агрегат (регенерируется) подогревой питательной водой. При этом уменьшаются потери тепла в конденсаторе турбины, а расход топлива на электростанции значительно снижается (на 10—15% и более). Регенеративный подогрев воды в современных турбинах осуществляют в подогревателях низкого и высокого давления в нескольких ступенях (до девяти) с различным давлением пара, полученного из отборов турбины.

Таблица 3-2

**Экономия топлива при применении
регенеративного подогрева
питательной воды**

Начальные параметры пара перед турбиной: p , МПа (кгс/см ²), t , °C	Число ступеней подогрева	Конечная температура подогрева питательной воды, °C	Экономия топлива, %
3,5 (35), 435	3	145	7—8
9 (90), 535	5	215	11—13
13 (130), 565	7	230	15—16
24 (240), 565/565	8—9	245	17—18

На выбор конечной температуры питательной воды влияют стоимость топлива, капитальные затраты на систему регенеративного подогрева (регенеративные подогреватели, трубопроводы, защитная арматура, конденсатные насосы), капитальные затраты на хвостовые поверхности нагрева котельного агрегата, мощность питательного насоса, конструкция турбины и др.

При стоимости 1 т условного топлива от 5 до 15 руб. и параметрах пара 12,75 МПа (130 кгс/см²) и 565/565°C для конденсационных турбин температуру питательной воды принимают равной 230—240°C. При параметрах пара 24 МПа (240 кгс/см²) и 565/565°C оптимальная температура питательной воды лежит в пределах 240—265°C.

Экономия топлива за счет регенерации для конденсационных турбин показана в табл. 3-2.

3-4. КОНЕЧНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ПАРА

Для увеличения термического коэффициента полезного действия цикла необходимо, чтобы температура, при которой отводится тепло к холодному источнику, была возможно ниже.

Отвод тепла в паровых турбинах определяется температурой конденсации, зависящей от давления пара в конденсаторе. Давление в конденсаторе зависит от температуры и количества охлаждающей воды, температурного напора, удельной паровой нагрузки конденсатора и его эксплуатационного состояния.

Температура охлаждающей воды зависит от климатических условий, системы и источников водоснабжения станции (река, пруд, градирня). Среднегодовая температура воды из рек Сибири составляет 4—6°C, Урала 4—5°C, Центральных районов европейской части СССР 8,5—9,5°C.

При оборотном водоснабжении и охлаждении воды в градирнях, брызгальных бассейнах и других подобных устройствах температура охлаждающей воды составляет 15—25°C, соответственно этому в конденсаторах турбины теоретически можно поддерживать давление пара 0,002—0,004 МПа (0,02—0,04 кгс/см²). Снижение давления с 0,004 до 0,002 МПа повышает термический к. п. д. идеального цикла примерно на 4%, но зато увеличивает объем пара примерно в 2 раза, что значительно усложняет конструкцию последних ступеней и выпускных частей турбины и сильно удорожает стоимость турбины.

Большинство отечественных паровых турбин рассчитывается и изготавливается на давление в конденсаторе 0,003—0,005 МПа (0,03—0,05 кгс/см²).

3-5. ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ КОНДЕНСАЦИОННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛЕЙ

Принципиальная тепловая схема электростанции (рис. 3-2) показывает последовательность преобразования и использования рабочего тела (вода, пар) на тепловой электростанции. Эта схема включает основное оборудование электростанции: котельные и турбинные агрегаты с электрическим генератором и конденсатором, а также вспомогательное оборудование, служащее для отпуска тепла

потребителям и использования пара на электростанции для подогрева питательной воды котельных агрегатов.

На рис. 3-2,а изображена принципиальная тепловая схема КЭС. Особенностью электростанции этого типа является то, что только небольшая часть поданного в турбину пара (примерно до 30%) отбирается из промежуточных ступеней турбины для подогрева питательной воды, а остальное количество пара направляется в конденсатор паровой турбины, где его тепло передается охлаждающей воде. При этом потери тепла с охлаждающей водой составляют весьма значительную величину (до 55% всего количества тепла, полученного в котельном агрегате при сжигании топлива). Коэффициент полезного действия конденсационных электростанций высокого давления не превышает 40%.

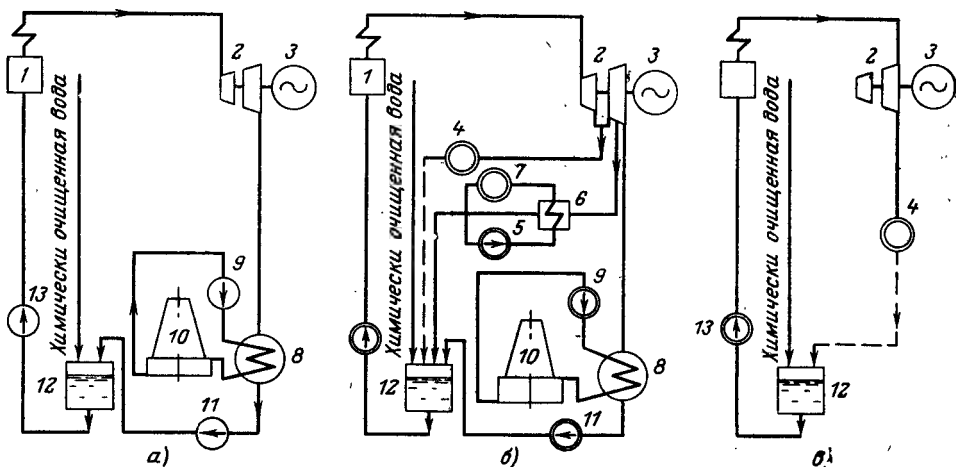


Рис. 3-2. Принципиальные тепловые схемы электростанций.

а — конденсационная электростанция; б — ТЭС с турбинами с отбором пара; в — ТЭС с турбинами с противодавлением; 1 — котельный агрегат; 2 — турбина; 3 — генератор; 4 — потребитель пара; 5 — сетевой насос; 6 — сетевой подогреватель; 7 — потребитель горячей воды; 8 — конденсатор; 9 — циркуляционный насос; 10 — градирня; 11 — конденсатный насос; 12 — бак питательной воды; 13 — питательный насос.

Принципиальная тепловая схема теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) с турбинами с двумя регулируемыми отборами пара и конденсацией показана на рис. 3-2,б. Часть тепла пара, поступившего в турбину, используется для выработки электрической энергии, после чего этот отработавший в турбине пар направляется тепловым потребителям. В конденсатор поступает оставшееся количество пара, не используемого тепловыми потребителями. Коэффициент полезного действия ТЭЦ значительно превосходит к. п. д. конденсационных электростанций и составляет 70—75%.

В тех случаях, когда требуется большое количество пара для технологических нужд предприятий, на ТЭЦ устанавливают также паровые турбины с противодавлением. Поскольку в таких установках конденсатор отсутствует, то весь отработавший в турбине пар направляется тепловому потребителю.

Схема ТЭЦ с турбинами с противодавлением показана на рис. 3-2,в. В этой установке количество пара, проходящего через турбину, а значит, и количество вырабатываемой электрической энергии полностью зависят от теплового потребления, т. е. в этом случае ТЭЦ работает по тепловому графику.

Тепловая схема конденсационного блока мощностью 200 МВт включает в себя котельный агрегат, турбину и водопитательную установку (рис. 3-3).

Котельный агрегат типа ЕП-640/140 барабанный, с естественной циркуляцией, паропроизводительностью 640 т/ч; параметры первичного пара: давление 13,7 МПа (140 кгс/см²), температура 545°C; параметры вторичного пара: давление 2,35/2,2 МПа (24/22 кгс/см²), температура 545°C. Агрегат изготовлен Таганрогским котельным заводом.

Свежий пар подводится к турбине двумя паропроводами диаметром 345×43 мм. Турбина типа К-200-130-3, трехцилиндровая, с промежуточным перегревом пара, имеет мощность 200 (210) МВт, частоту вращения 3000 об/мин, начальные параметры пара 12,74 МПа (130 кгс/см²), 540°C. Турбина изготовлена Ленинградским металлическим заводом.

Конечное давление в конденсаторе 3,43 кПа (0,035 кгс/см²). Блок работает по циклу с промежуточным перегревом пара. Пар из цилиндра высокого давления (ЦВД) с параметрами 2,5 МПа (25 кгс/см²), 345°C отводится в промежуточный перегреватель котельного агрегата для вторичного перегрева и с параметрами 2,09 МПа (21,3 кгс/см²) и 545°C возвращается после перегрева в цилиндр среднего давления (ЦСД). Из ЦСД пар поступает в двухпоточный цилиндр низкого давления (ЦНД), а затем из каждой выхлопной части в свой конденсатор.

Турбина снабжена семью нерегулируемыми отборами пара для регенеративного подогрева конденсата и питательной воды парогенераторов.

Подогрев питательной воды происходит в охладителе рабочего пара основного эжектора, в четырех подогревателях низкого давления, в деаэраторе повышенного давления и в трех подогревателях высокого давления. Подогрев производится паром, отбираемым из промежуточных ступеней турбины.

Деаэрирование питательной воды производится в деаэраторах, работающих при давлении около 0,6 МПа (6 кгс/см²), температура питательной воды составляет 236°C.

Расход пара на блок при номинальной нагрузке составляет 592 т/ч. Восполнение потерь конденсата производится обессоленной водой, поступающей из химводоочистки в конденсаторы турбин. Магистраль обессоленной воды общестанционная. Конденсат греющего пара регенеративных подогревателей высокого давления сливается каскадно в подогреватель P_3 и подается в деаэратор. Из регенеративных подогревателей низкого давления P_4 — P_7 конденсат греющего пара сливается каскадно в подогреватель P_6 и откачивается сливным насосом в линию основного конденсата.

На блок устанавливаются три питательных насоса типа ПЭ430-180 (один резервный).

Тепловая схема конденсационного энергоблока мощностью 300 МВт представлена на рис. 3-4. В состав блока входит прямоточный котельный агрегат, изготовленный ТКЗ, паропроизводительностью 1000 т/ч с параметрами пара на выходе 25,0 МПа (255 кгс/см²) и 545°C.

Паровые турбины типа К-300-240 ЛМЗ и ХТГЗ мощностью 300 МВт рассчитаны на параметры пара перед турбиной 23,52 МПа (240 кгс/см²) и 540°C. Конечное давление пара в конденсаторе 3,43 кПа (0,035 кгс/см²). При нагрузке в 300 МВт расход пара на турбину составляет 930 т/ч. При максимальной нагрузке турбины в 310 МВт расход пара составляет 975 т/ч.

Свежий пар с давлением 23,52 МПа и температурой 540°C после пароперегревателя 2 котельного агрегата 1 по двум трубопроводам диаметром 325×56 мм направляется по линии *a* в ЦВД конденсационной турбины 4; затем, отработав в ЦВД, возвращается по линии *б* в котельный агрегат для вторичного перегрева до температуры 545°C в промежуточном перегревателе 3, после чего по линии *в* возвращается в ЦСД.

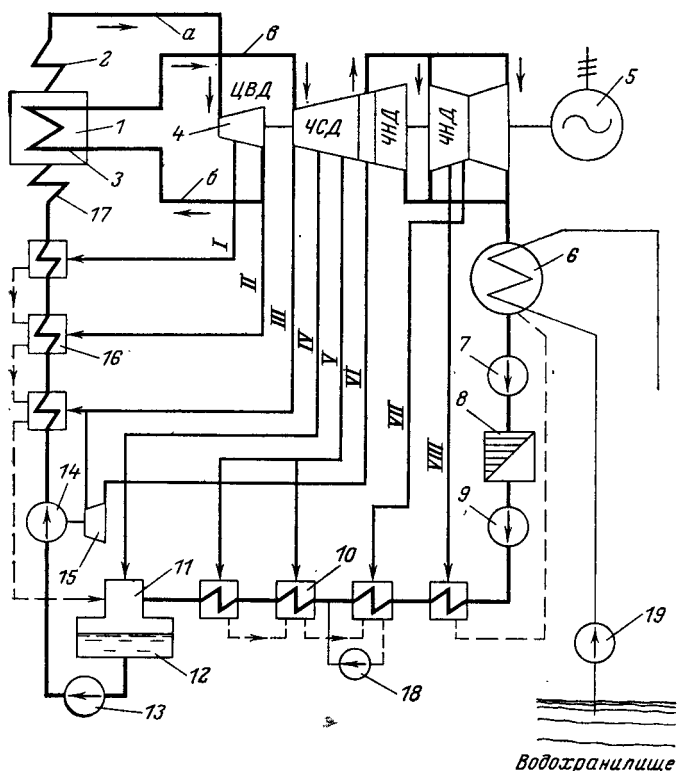


Рис. 3-4. Принципиальная тепловая схема конденсационного блока мощностью 300 МВт.

1 — котельный агрегат; 2 — первичный пароперегреватель; 3 — вторичный пароперегреватель; 4 — паровая турбина; 5 — генератор; 6 — конденсатор; 7 — конденсатный насос первой ступени; 8 — эжекторный подогреватель; 9 — конденсатный насос второй ступени; 10 — подогреватель низкого давления; 11 — деаэрационная колонка; 12 — деаэрационный бак; 13 — бустерный насос; 14 — питательный турбонасос; 15 — приводная турбина; 16 — подогреватель высокого давления; 17 — водяной экономайзер; 18 — насос для перекачки конденсата подогревателей низкого давления; 19 — циркуляционный насос; I—VIII — регенеративные отборы.

Линия *a* — свежий пар 24,0 МПа (240 кгс/см²), 540°C, 970 т/ч; линия *б* — пар на промежуточный (вторичный) перегрев; линия *в* — пар после промежуточного перегрева до температуры 540°C.

Параметры пара до промежуточного перегревателя: давление 4,1 МПа (41 кгс/см²), температура 300°C; после промежуточного перегревателя (перед ЦСД) соответственно 3,53 МПа (36 кгс/см²) и 540°C.

Турбина имеет восемь регенеративных отборов. Конденсат турбины проходит через обессоливающую установку 8, а затем последовательно через ряд регенеративных подогревателей низкого давления 10 и деаэрактор 11.

Вода в деаэраторе нагревается до температуры насыщения паром, отбираемым из турбины. При таком подогреве растворенный в воде кислород и другие газы, попадающие в конденсат на его пути из конденсатора из-за подсосов воздуха, выделяются и удаляются из верхней части деаэрационной головки 11, устанавливаемой на питательном баке 12. Обессоленный и освобожденный от кислорода и газов конденсат питательным насосом 14 прокачивается через подогреватели высокого давления 16 и направляется в водяной экономайзер 17 котельного агрегата.

Греющий пар для регенеративного подогрева питательной воды отбирается из промежуточных ступеней I—VIII ЦВД, ЦСД и ЦНД.

В энергоблоке 300 МВт количество пара, отбираемого для регенеративного подогрева, составляет 30% расхода свежего пара при подогреве конденсата от 30 до 265°C. Выигрыш в расходе тепла при этом составляет 17—18%.

Деаэратор подключен к четвертому отбору и работает при давлении около 0,7 МПа (7 кгс/см²). На блоке применен турбинный привод 15 питательного насоса. К приводной турбине подводится пар давлением 1,6 МПа (16 кгс/см²). Мощность приводной турбины 12,5 МВт.

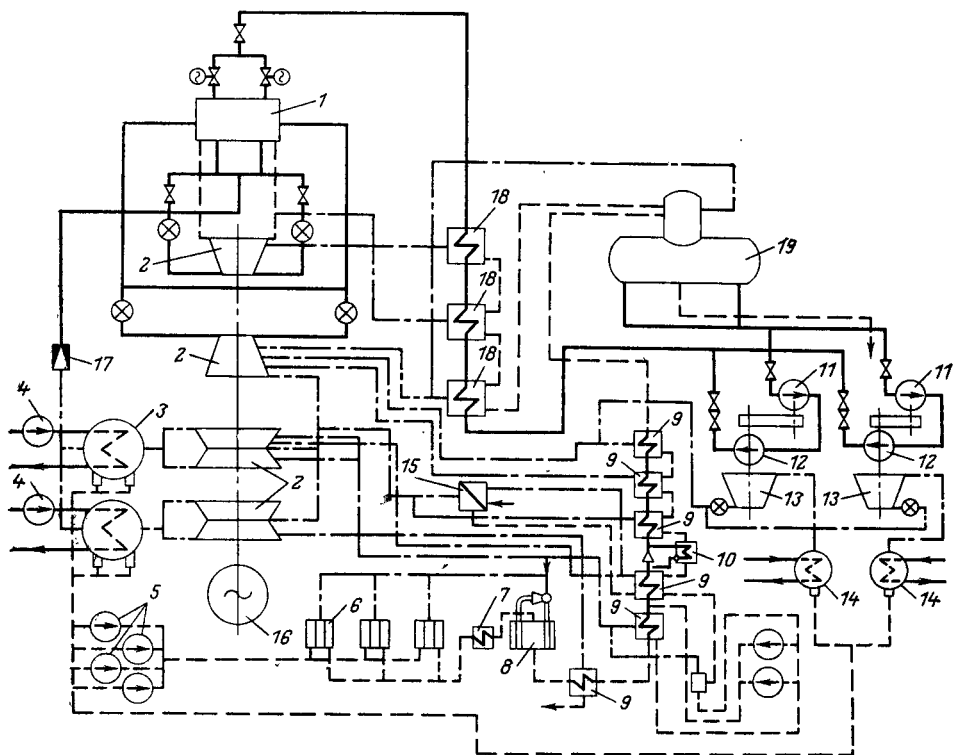


Рис. 3-5. Принципиальная тепловая схема конденсационного энергоблока мощностью 500 МВт.

1 — котлоагрегат; 2 — турбоагрегат; 3 — конденсаторы; 4 — циркуляционные насосы; 5 — конденсатные насосы; 6 — основные эжекторы; 7 — сальниковый подогреватель; 8 — эжектор отсоса из уплотнений; 9 — подогреватели низкого давления; 10 — охладитель дренажа; 11 — бустерные насосы; 12 — питательные насосы; 13 — турбины бустерных и питательных насосов; 14 — конденсаторы турбоприводов; 15 — испаритель; 16 — генератор; 17 — БРОУ; 18 — подогреватели высокого давления; 19 — деаэратор.

Тепловая схема конденсационного блока мощностью 500 МВт. Конденсационный блок мощностью 500 МВт (рис. 3-5) состоит из прямоточного котельного агрегата паропроизводительностью 1650 т/ч пара давлением 25 МПа (255 кгс/см²) и температурой 545°C и паровой турбины ХТГЗ К-500-240 одновальной, четырехцилиндровой с четырьмя выхлопами в двух ЦНД. Турбина мощностью 500 МВт изготовлена для работы на паре давлением 23,5 МПа (240 кгс/см²) и температурой 540°C. Свежий пар к турбине подводится двумя паропроводами диаметром 377×60 мм. За ЦВД при номинальной мощности давление пара составляет 3,92 МПа (42 кгс/см²). После промежуточного перегрева давление пара перед ЦСД составляет 3,52 МПа (36 кгс/см²) при температуре 540°C.

Турбоагрегат имеет два конденсатора и четыре конденсатных насоса. Давление отработавшего пара в конденсаторе 3,45 кПа (0,0374 кгс/см²). При номинальной нагрузке блока 500 МВт расход пара на турбину составляет 1460 т/ч. Турбина имеет девять отборов пара. Деаэратор получает пар от четвертого отбора и работает как отдельный подогреватель при давлении 0,68 МПа (7,0 кгс/см²).

Подогрев питательной воды производится в пяти подогревателях низкого давления, деаэраторе и трех подогревателях высокого давления. Конечная температура подогрева питательной воды составляет 270°C.

Группа питательных насосов состоит из двух основных центробежных насосов с подачей по 870 т/ч и двух бустерных насосов, каждый из которых смонтирован на одном валу с основным питательным насосом. Давление воды после питательных насосов 35 МПа (350 кгс/см²), температура воды перед ними 170°C.

Паровые конденсационные турбины для привода питательных насосов питаются паром с давлением 1,06 МПа (10,8 кгс/см²) и температурой 390°C из камеры, расположенной за четвертой ступенью ЦСД основной турбины, имеют свои регенеративные отборы и конденсационные установки. Расход пара на приводную турбину составляет 80 т/ч, а мощность ее 17,0 МВт.

Тепловая схема блока обеспечивает пуск блока из любого теплового состояния, пуск на скользящих параметрах и удержание блока на холостом ходу при внезапном сбросе нагрузки. Схема блока принята с одной ступенью быстродействующей редуциционно-охладительной установки (БРОУ), сбрасывающей пар из паропровода свежего пара в конденсаторы турбины. Производительность БРОУ рассчитана на 30% нагрузки котельного агрегата.

Тепловая схема энергоблока номинальной мощностью 800 МВт приведена на рис. 3-6. Блок состоит из прямоточного котельного агрегата паропроизводительностью 2650 т/ч пара давлением 25 МПа (255 кгс/см²) и температурой 545°C и паровой турбины типа К-800-240-2 (ЛМЗ) номинальной мощностью 800 МВт и максимальной 825 МВт. Параметры пара перед турбиной 23,52 МПа (240 кгс/см²) и 540°C. Свежий пар из однокорпусного двухпоточного котельного агрегата подводится к турбине четырьмя паропроводами диаметром 377×70 мм. После промежуточного перегрева давление пара перед ЦСД составляет 3,43 МПа (34,3 кгс/см²) и температура 540°C. Конечное давление пара в конденсаторе 3,43 кПа (0,035 кгс/см²). Расход пара на турбину составляет при номинальной нагрузке 800 МВт 2500 т/ч, при максимальной нагрузке 825 МВт 2600 т/ч.

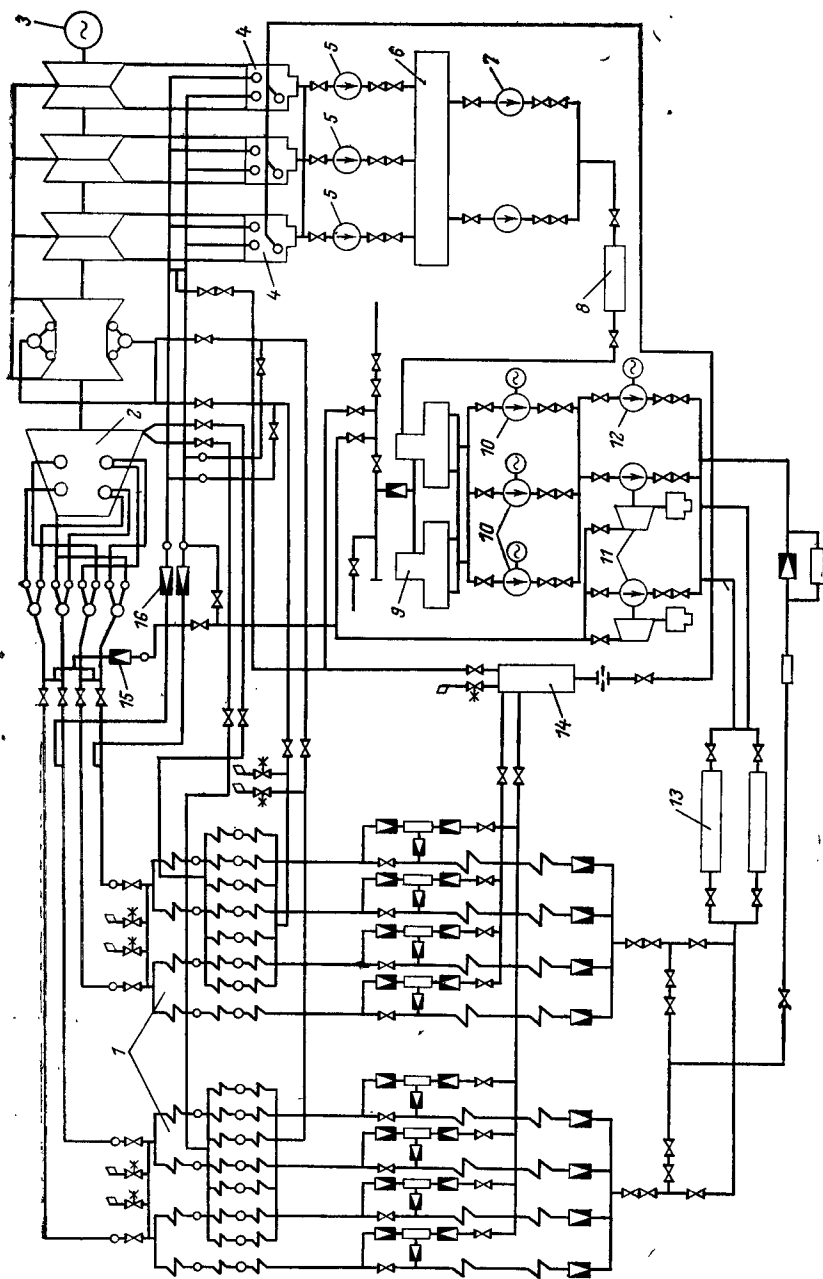


Рис. 3-6. Принципиальная тепловая схема конденсационного энергоблока мощностью 800 МВт с одновальной турбиной.
 1 — котельный агрегат; 2 — турбина; 3 — генератор; 4 — конденсатор; 5 — конденсатные насосы I ступени; 6 — конденсатоочистка; 7 — конденсатные насосы II ступени; 8 — группа ПВД; 9 — деаэратор; 10 — бустерные насосы; 11 — питательные турбонасосы; 12 — питательный электронасос; 13 — группа ПВД; 14 — дистанционный расширитель; 15 — БРОУ-ТПН; 16 — БРОУ.

Турбина имеет восемь нерегулируемых отборов пара для подогрева питательной воды до 270°C : четыре — в подогреватели низкого давления, один — в деаэраторы, работающие при давлении пара $0,68 \text{ МПа}$ (7 кгс/см^2), и три — в подогреватели высокого давления.

Деаэраторы блока состоят из двух колонок производительностью по 1300 т/ч и двух баков емкостью по 120 м^3 .

Привод двух основных питательных насосов (по 50% производительности) осуществляется от двух быстроходных конденсационных турбин мощностью 15 МВт каждая, получающих пар из первого отбора ЦСД давлением $1,57 \text{ МПа}$ (16 кгс/см^2) и температурой 440°C и имеющих отдельные конденсаторы.

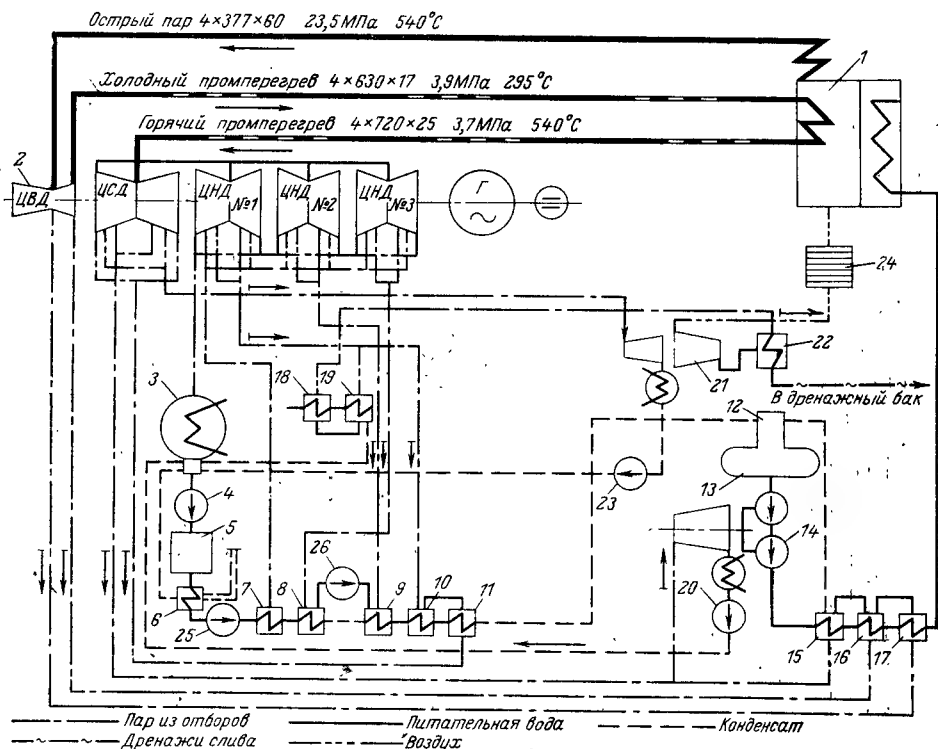


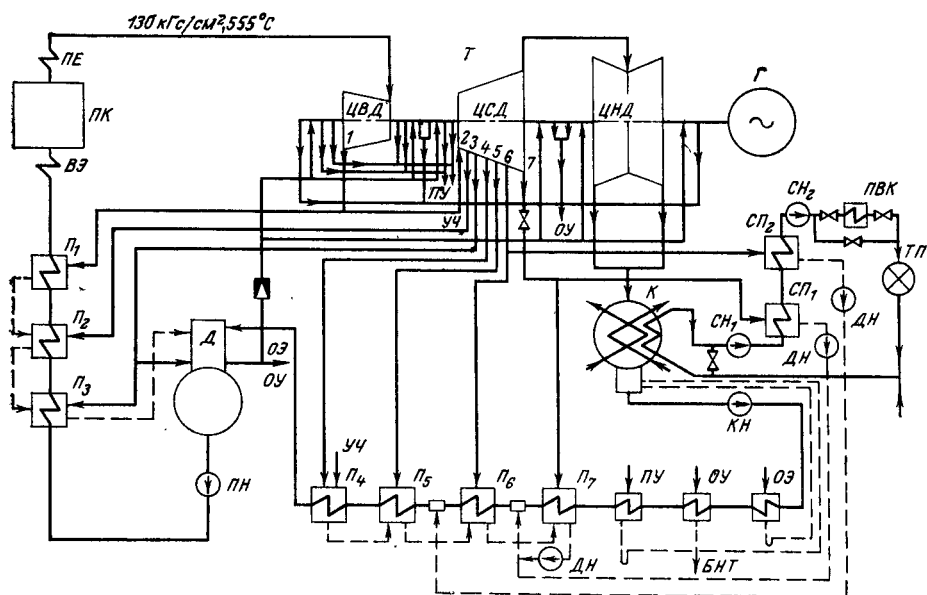
Рис. 3-7. Принципиальная тепловая схема конденсационного энергоблока мощностью 1200 МВт .

1 — котельный агрегат; 2 — турбина; 3 — конденсатор; 4 — конденсатные насосы I ступени; 5 — обессоливающая установка; 6 — охладитель уплотнения; 7—11 — подогреватели низкого давления; 12, 13 — деаэраторы; 14 — питательные турбонасосы; 15—17 — подогреватели низкого давления; 18, 19 — сетевые подогреватели; 20 — конденсатные насосы турбин питательных насосов; 21 — турбовоздуходувки; 22 — калориферные установки; 23 — конденсатные насосы воздухоподогрев- ки; 24 — воздухоподогреватели; 25 — конденсатные насосы II ступени; 26 — сливные насосы.

При питании паром из отборов питательные турбонасосы обеспечи- вают работу блока в диапазоне нагрузок от 30% до номинальной.

Тепловая схема конденсационного энергоблока мощностью 1200 МВт приведена на рис. 3-7. Прямоточный котельный агрегат блока имеет паропроизводительность 3950 т/ч пара давлением 25 МПа (255 кгс/см^2) и температурой 545°C . Расход пара промежуточного перегрева состав- ляет 3240 т/ч , давление пара перед промежуточным перегревателем $3,9 \text{ МПа}$ (40 кгс/см^2), после него $3,72 \text{ МПа}$ (38 кгс/см^2), температура соответственно 295 и 540°C . Температура питательной воды 273°C .

Конечное давление пара в конденсаторе 3,72 кПа (0,038 кгс/см²). Расход пара на турбину составляет 3927 т/ч, расход охлаждающей воды на конденсаторы турбины 108 тыс. м³/ч при температуре охлаждающей воды 12°C. На блок устанавливаются три питательных насоса с приводом от паровых турбин мощностью по 18 МВт каждая. Турбины имеют самостоятельные конденсаторы. Насосы обеспечивают работу блока в интервале нагрузок от 15 до 35%.



ПК — котельный агрегат; Пе — пароперегреватель котла; Т — турбина; Г — генератор; К — конденсатор; КН — конденсатный насос; ПЭ — подогреватель эжекторной установки; ПУ — подогреватель воды паром из уплотнений; ДН — деаэрагор; П₁, П₂, П₃, П₄ — подогреватели высокого давления; ОД — охладитель дренажа; ДД — дренажный насос; СП₁ и СП₂ — сетевые подогреватели; ДНС — дренажный насос сетевой; ПН — питательный насос; П₅, П₆, П₇ — подогреватели низкого давления; ПВК — пиковый водогрейный котел; СН₁ и СН₂ — сетевой насос; ОТ — отопительная тепловая нагрузка; ОБ — обессоленная добавочная вода. 1—7 — регенеративные отборы.

В тепловой системе блока предусмотрено питание отборным паром от главной турбины паровых турбин питательных насосов, а также паровых турбин трех турбовоздухоуводов мощностью по 7 МВт, обеспечивающих работу котельного агрегата под наддувом.

25

ской мощностью 250 МВт с турбиной Т-250-240, работающей при давлении 23,5 МПа (240 кгс/см²) и температуре 540°C.

Принципиальная тепловая схема ТЭЦ с турбиной Т-100-130 приведена на рис. 3-8.

Параметры пара перед турбиной: 12,75 МПа (130 кгс/см²) и 555°C. Турбина снабжена семью отборами пара, из которых два последних — теплофикационные. Регенеративный подогрев питательной воды осуществляется в четырех подогревателях низкого давления, деаэраторе и трех подогревателях высокого давления. Все подогреватели высокого давления имеют встроенные охладители пара ОП и дренажа ОД. Подогреватели низкого давления П имеют вынесенные ОД.

Подогрев сетевой (теплофикационной) воды до 110—115°C производится в сетевых подогревателях СП₁ и СП₂. В зимнее время для подогрева воды используется встроенный в конденсатор К отдельный пучок. При низких наружных температурах, когда количества тепла, получаемого из теплофикационных отборов, недостаточно для подогрева сетевой воды до 150°C, включается в работу пиковый водогрейный котел ПВК. В летний период сетевая вода, идущая на горячее водоснабжение, подогревается только паром второго теплофикационного отбора давлением 0,049—0,0147 МПа (0,5—1,5 кгс/см²).

Максимальный расход пара на турбину составляет 480 т/ч. Оба сетевых подогревателя обеспечивают теплофикационную нагрузку в 310 т/ч пара. При включении в схему встроенного пучка конденсатора теплофикационная нагрузка может быть увеличена до 340 т/ч. Температура питательной воды при номинальной нагрузке составляет 230°C.

При работе на конденсационном режиме (без теплофикационного отбора) при мощности в 100 МВт турбина потребляет 360 т/ч пара при максимальном пропуске пара в конденсатор 270 т/ч.

Глава четвертая

ЭЛЕМЕНТЫ ОСНОВНОГО И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПАРОТУРБИННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

4-1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПАРОТУРБИННОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Под технологической схемой понимают последовательный путь топлива, воды, пара и электрического тока на паротурбинной электростанции, выдающей внешним потребителям электрическую и тепловую электроэнергию.

На рис. 4-1 представлена примерная технологическая схема паротурбинной электростанции, работающей на твердом топливе.

С места добычи твердое топливо доставляется на электростанцию по железной дороге в специальных саморазгружающихся вагонах 2. Вагон поступает в закрытое разгрузочное устройство 1 с вагоноопрокидывателем, где топливо высыпается в находящийся под вагоноопрокидывателем приемный бункер, из которого попадает на ленточный транспортер 6.

В зимнее время вагоны со смерзшимся углем предварительно подают для размораживания в размораживающий сарай. Транспортёром уголь подается на склад угля 3 (обслуживаемый мостовым грейферным краном 4) или через дробильную установку 5 в бункера сырого

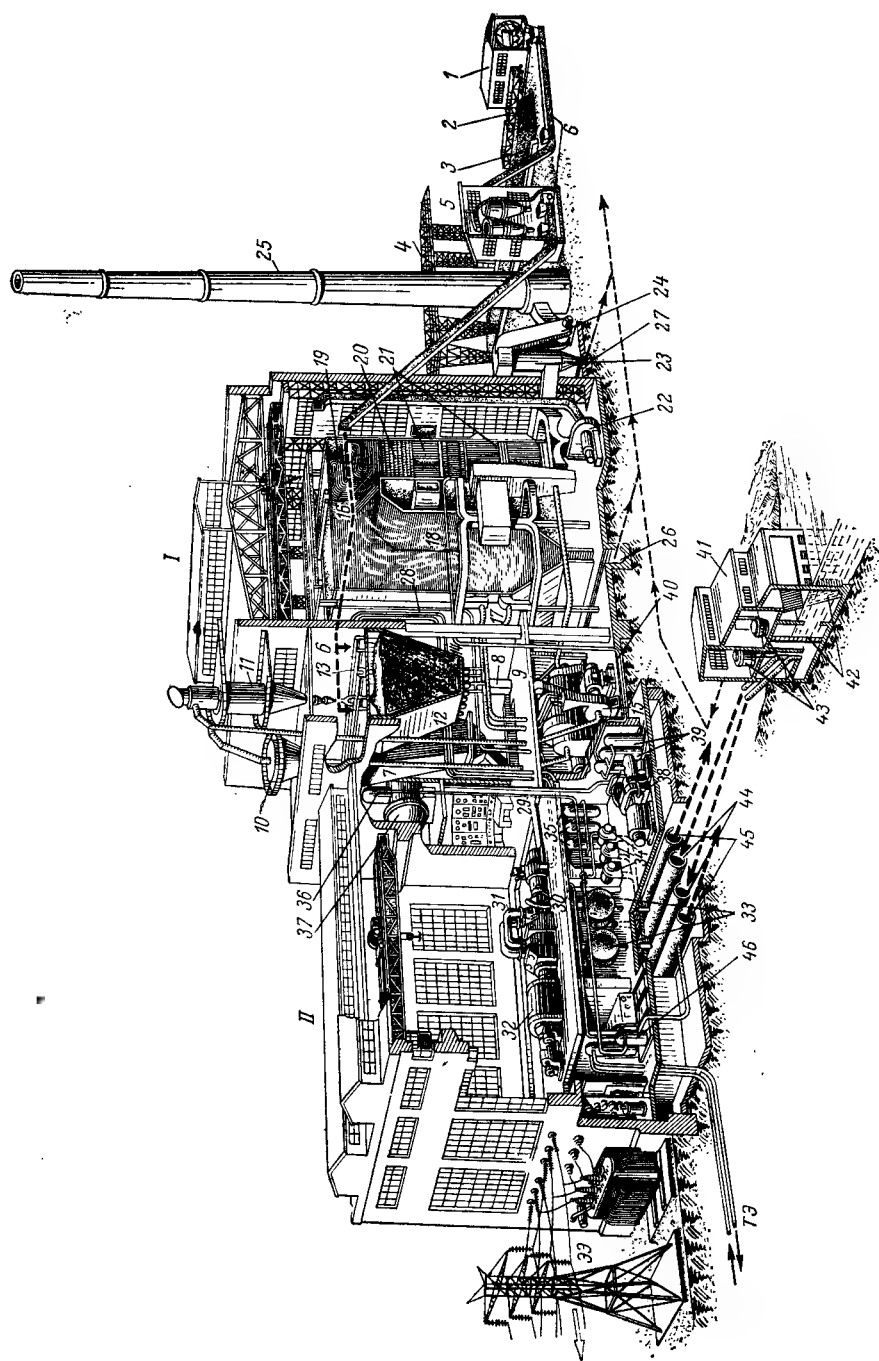


Рис. 4-1. Технологическая схема паротурбинной электростанции.

угля 7, установленные перед фронтом котельных агрегатов. В эти бункера уголь может быть подан также со склада 3. Для учета расхода топлива, поступающего в котельное отделение электростанции, на тракте топлива до бункеров котельной устанавливают весы для взвешивания этого топлива.

Из бункеров сырого угля 7 топливо поступает в систему пылеприготовления: питатели сырого угля 8, а затем углеразмольные мельницы 9, из которых угольная пыль пневматически транспортируется через мельничный сепаратор 10, пылевой циклон 11 и пылевые шнеки 13 в пылеугольный бункер 12. Из бункера 12 пыль питателями 14 подается к горелкам 17 топочной камеры.

Весь пневматический транспорт пыли от мельницы до топки осуществляется мельничным вентилятором 15. Воздух, необходимый для горения топлива, забирается дутьевым вентилятором 22 из верхней зоны котельной или снаружи, затем подается в воздухоподогреватель 21, откуда после подогрева нагнетается частично в мельницу 9 для подсушки и транспортировки топлива в топку котельного агрегата (первичный воздух) и непосредственно к пылеугольным горелкам 17 (вторичный воздух).

Растопка пылеугольных котельных агрегатов производится на газе или мазуте. Природный газ поступает из магистрального пункта в газорегулировочный пункт, а оттуда в котельную.

Мазут доставляется на электростанцию в железнодорожных цистернах, в которых он перед сливом разогревается острым паром. После разогрева мазут сливается по межрельсовому (также обогреваемому) лотку в приемный резервуар малой емкости, оттуда перекачиваемым насосом подается в основной расходный резервуар. При растопке котельного агрегата мазут прокачивается насосом «первого подъема» через паровые подогреватели, после которых уже насосами «второго подъема» подается к мазутным форсункам.

В топке 18 и газоходах котельного агрегата 16 тепло газов, образующихся от сгорания топлива, передается последовательно воде (подаваемой в котельный агрегат питательными насосами 38) в водяном экономайзере 20, насыщенному и перегретому пару в топочных экранах и пароперегревателе 19 и воздуху, необходимому для горения топлива, в воздухоподогревателе 21. После воздухоподогревателя газы поступают в золоуловители 23 (механические, гидравлические или электрофилтры) для очистки от содержащейся в них летучей золы и затем дымососом 24 подаются в дымовую трубу 25.

При сгорании топлива образуется значительное количество шлака в топке и летучей золы, выносимой газами из котельного агрегата. Шлак (сухой раскаленный или жидкий) из шлаковых шахт топки котельного агрегата и летучая зола, осаждаемая в золоуловителях, смывными устройствами направляются в смывные каналы системы гидршлакозолоудаления 26 и 27, после чего проходят металлоуловитель, шлакодробилку и поступают в багерный насос, которым перекачиваются в виде золошлаковой пульпы по золопроводам на золоотвал.

На паротурбинных электростанциях, сжигающих жидкое (мазут) и газообразное (природный газ) топливо, топливное хозяйство значительно проще, чем на пылеугольных электростанциях, и, кроме того, отсутствует необходимость в золоулавливании и шлакозолоудалении.

Свежий перегретый пар после пароперегревателя 19 по паропроводу 28 направляется в ЦВД паровой турбины 31. После ЦВД пар со сниженным давлением и температурой по трубопроводу 29 поступает

в промежуточный перегреватель котельного агрегата, расположенный между перегревателем свежего пара 19 и водяным экономайзером 20, и перегревается в нем снова до начальной температуры свежего пара. По трубопроводу 30 пар промежуточного перегрева поступает в ЦСД, а оттуда по верхним перепускным трубам в ЦНД и из них в конденсаторы турбины 33.

Из конденсаторов конденсат насосами 34 направляется на фильтры установок очистки конденсата, а затем в группу вертикальных регенеративных подогревателей низкого давления 35 и оттуда в деаэратор 36.

Из питательного блока деаэратора 37 вода, освобожденная от растворенных в ней газов — кислорода и углекислоты — питательными насосами 38 прокачивается через регенеративные подогреватели высокого давления 39 и по трубопроводам 40 и подается в водяной экономайзер котельного агрегата 20. Здесь замыкается пароводяной тракт паротурбинной электростанции.

При работе электростанции в пароводяном тракте происходят потери питательной воды, которые восполняются установкой приготовления и подачи добавочной воды. Химическая очистка сырой воды производится в ионообменных фильтрах химводоочистки 46, откуда вода поступает в бак обессоленной воды, забирается насосом и подается в конденсатор турбины.

Для подачи охлаждающей воды в конденсатор турбины служит система технического водоснабжения. Охлаждающая вода подается через очистные сетки циркуляционными насосами 43 по напорным трубопроводам 44 из источника водоснабжения (в данном примере — береговой насосной станции) 41 и возвращается по сливным трубопроводам 45.

Электрический генератор 32 приводится во вращение паровой турбиной и вырабатывает переменный электрический ток, который поступает на повышающие электротрансформаторы, а оттуда на сборные шины открытого распределительного устройства электростанции. К выводам генератора через трансформатор собственных нужд присоединено также распределительное устройство собственных нужд.

4.2. ОСНОВНОЕ И ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Основным оборудованием на паротурбинной электростанции являются котельные агрегаты, паровые турбины (в комплектной поставке с регенеративными подогревателями) и электрические генераторы, которые размещаются в главном корпусе электростанции.

Кроме основного оборудования, в комплекс электростанции, как видно из рассмотренной технологической схемы, входит многочисленное вспомогательное оборудование, а именно: механизированные склады твердого топлива, мазутное и газовое хозяйство, оборудование шлакозолоудаления, устройства для подготовки добавочной воды и технического водоснабжения, маслохозяйство и др. На современных электростанциях большой мощности перечисленное вспомогательное оборудование размещается за пределами главного корпуса на территории станции.

Вспомогательное оборудование представляет собой несколько взаимосвязанных систем, имеющих определенное целевое назначение.

А. Для обеспечения работы котельных агрегатов этими системами являются:

1. Топливный тракт от места разгрузки топлива, поступающего на механизированный склад электростанции, включая склад, дробильное отделение и систему транспортеров, подающих топливо в бункера сырого угля, установленные в бункерной галерее котельной (поз. 1—7 на рис. 4-1).

2. Пылеприготовительная установка, включающая в себя питатели сырого угля, углеразмольные мельницы, в которых кусковое топливо подсушивается и

размалывается; из мельницы пыль отсасывается через сепаратор в пылевой циклон, где отделяется от транспортирующего воздуха и стекает из циклонов в пылевые бункера; пылевые питатели подают пыль из этих бункеров в напорные воздухопроводы к пылевым горелкам котельных агрегатов. Транспортировка угольной пыли по всему тракту и вдувание ее в топку осуществляются мельничным вентилятором (поз. 8—15, 17 на рис. 4-1).

3. Дутьевая установка, обеспечивающая подачу количества воздуха, необходимого для подсушки топлива и его горения в топке, в воздухоподогреватель агрегата для подогрева и дальнейшую транспортировку подогретого воздуха в мельницу (первичный воздух) и к пылеугольным топочным горелкам (вторичный воздух). Транспортировка воздуха осуществляется дутьевым вентилятором (поз. 9, 17, 21, 22 на рис. 4-1).

4. Тяговая и золоулавливающая установка для удаления из котельного агрегата продуктов сгорания после воздухоподогревателя, подачи их в золоуловители (для улавливания из них летучей золы) и затем после очистки — в дымовую трубу.

Золоулавливающая установка состоит из золоуловителей — фильтров (механических, гидравлических или электрических). Работа тяговой и золоулавливающей установок обеспечивается дымососом (поз. 23—25 на рис. 4-1).

Для крупных котельных агрегатов необходимо применение дымососов рециркуляции, отбирающих часть дымовых газов после водяного экономайзера и подающих эти газы в нижнюю часть топочной камеры для регулирования температуры газов в топке и температуры пара вторичного перегрева.

5. Система шлакозолоудаления, служащая для сбора образовавшегося в топке при сгорании топлива шлака и летучей золы, осаждаемой в золоуловителях, и состоящая из шлаковых шахт под топками котельного агрегата, смывных устройств и системы каналов, по которым золошлаковая смесь поступает к шлакодробилке и баггерному насосу; последний перекачивает золошлаковую пульпу по золопроводам на золоотвал, занимающий большую площадь и размещенный за территорией электростанции (поз. 26—27 на рис. 4-1).

Б. В деаэрационном и машинном отделениях технологический цикл обеспечивается следующими системами и установками:

1. Водоподготовительной установкой (химводоочистка), служащей для восполнения потерь питательной воды внутри электростанции на КЭС и ТЭЦ и потерь конденсата у внешних потребителей (для заводских и отопительных ТЭЦ). Эта установка состоит из кварцевых Н- и На-катионитовых фильтров, умягчающих осветленную воду, и насосов для прокачки добавочной сырой воды через эти фильтры. Для питания проточных котлов сверхкритических параметров необходимы дополнительные устройства для полного химического обессоливания и обескремнивания воды в Н-катионитовых и анионитовых фильтрах и насосы, подающие обессоленную воду в конденсаторы паровых турбин для первичной деаэрации (поз. 46 на рис. 4-1).

2. Водопитательная установка служит для подготовки и подачи в котельные агрегаты питательной воды и состоит из конденсатных насосов, забирающих из конденсаторов конденсат турбин и добавочную воду (прошедшие в конденсаторах первичную деаэрацию) и прокачивающих их через фильтры очистки конденсата и регенеративные подогреватели низкого давления в деаэратор повышенного давления (для вторичной деаэрации).

Подача деаэрированной воды далее осуществляется питательными насосами, забирающими эту воду из питательных баков деаэраторов повышенного давления, прокачивающими ее через регенеративные подогреватели высокого давления и подающими в водяной экономайзер котельного агрегата (поз. 34—39, 20 на рис. 4-1).

3. Теплофикационная установка (на ТЭЦ) для снабжения внешних потребителей горячей водой на отопление и горячее водоснабжение состоит из основных подогревателей сетевой воды (для подогрева ее до $110-115^{\circ}\text{C}$), пиковых водогрейных котлов с их вспомогательным оборудованием, осуществляющих подогрев сетевой воды (в период низких наружных температур) с $110-115$ до 150°C , вакуумного деаэратора подпиточной воды теплосети, деаэратора конденсата с производства, сетевых и подпиточных насосов теплосети (поз. 10—14, 22 на рис. 3-5).

4. Редукционно-охладительные установки (РОУ) служат для резервирования отборов пара турбин, идущего на промышленные технологические нужды заводов и предприятий, обслуживаемых данной ТЭЦ. На ТЭЦ высокого давления обычно устанавливается быстродействующая редукционно-охладительная установка (БРОУ), обеспечивающая в случае аварийного останова паровой турбины быстрое включение резерва.

Для внутренних потребностей КЭС и ТЭЦ РОУ устанавливаются для редуцирования пара высокого давления перед деаэраторами второй ступени. Обычно пар в деаэраторы поступает из регулируемых отборов турбины, и РОУ включается только в пе-

риод остановки турбины. Редукционно-охладительные установки используются также для обеспечения паром низкого давления калориферов для подогрева холодного наружного воздуха перед воздухоподогревателями паровых котельных агрегатов и водогрейных котлов и подогревателей сырой воды.

5. Система технического водоснабжения для охлаждения в конденсаторах отработавшего в турбинах пара состоит из источника водоснабжения (пруд, река) и береговой насосной станции, циркуляционные насосы которой по напорным трубопроводам подают охлаждающую воду в конденсаторы паровых турбин. Вода, подогретая в конденсаторах, возвращается по сливным трубопроводам (поз. 41, 43—45 на рис. 4-1) обратно в источник водоснабжения.

Основное и вспомогательное оборудование всех рассмотренных в технологической схеме трактов и систем паротурбинной электростанции более подробно рассматривается в последующих главах книги.

Глава пятая

ТОПЛИВО И ЕГО СЖИГАНИЕ

5-1. ТОПЛИВО

Топливом (органическим) называются вещества, способные гореть, т. е. активно соединяться с кислородом воздуха, выделяя при этом значительное количество тепла. По своему происхождению топливо делится на две группы: естественное и искусственное.

К естественному топливу относятся каменные и бурые угли, торф, дрова, нефть, природный газ и др., а к искусственному — брикеты, мазут, коксовый и доменный газ и др. (продукты заводской переработки).

По физическому состоянию топливо делится на твердое, жидкое и газообразное.

К основным видам топлива, применяемым на электростанциях, относятся твердое топливо — каменные угли, антрацит, полуантрацит, бурые угли, торф и сланцы; жидкое топливо — мазут и газообразное топливо — природный, коксовый и доменный газ.

Основными районами добычи угля в СССР являются Донецкий бассейн (Украинская ССР), Кузнецкий бассейн (Западная Сибирь) и Карагандинский бассейн (Казахстан).

В последние годы открыты новые угольные бассейны: Ленский, Тунгусский, Таймырский, Экибастузский и Канско-Ачинский. На базе последних двух месторождений, разрабатываемых открытым способом, намечено сооружение ряда мощных тепловых электростанций.

Мазут, сжигаемый на электростанциях, является остатком после извлечения из нефти бензина, керосина и других продуктов на нефтеперерабатывающих заводах.

Кроме старых нефтеносных районов в Азербайджанской ССР и в Башкирской и Татарской АССР, в последние годы открыто Западно-Сибирское месторождение, а в Приобье — свыше ста месторождений, в том числе Самотлорское.

Крупными месторождениями природного газа являются Газлийское в Узбекской ССР, Ставропольское, Шебелинское и Дашавское в Украинской ССР, а также Уренгойское и Оренбургское в РСФСР.

На тепловых электростанциях используют низкосортное твердое топливо (бурые угли, горючие сланцы, торф, отходы обогащения каменных углей, антрацитовый штыб), а также мазут и природный газ.

Состав топлива. Все виды ископаемого топлива представляют собой остатки растений или низших животных организмов, которые миллионы лет пролежали в земле под большим давлением, без доступа воздуха. Чем более древнего происхождения топливо, тем меньше в нем характерных для растений смолистых веществ и тем больше углерода. Смолистые вещества, переходящие при подогреве топлива без доступа воздуха в газообразное состояние, называются горючими летучими веществами.

Продукты распада растений и низших животных организмов образуют горючую массу топлива, состоящую из углерода С, водорода Н, серы S, азота N и кислорода О.

Топливо разных месторождений имеет несколько различный состав горючей массы, зависящий от его возраста. Один из наиболее древних видов топлива — антрацит содержит в горючей массе наибольшее количество углерода и наименьшее — кислорода и летучих веществ. Более молодые сорта твердого топлива — бурые угли и торф — содержат меньше углерода, но больше кислорода и летучих веществ.

Из всех элементов различных видов твердого топлива только углерод, водород и сера выделяют тепло при сгорании, причем ввиду малого содержания водорода и серы основное тепло выделяется от сгорания углерода.

Кроме горючей массы, в составе топлива имеются негорючие вещества, образующие золу (А) угля. Горючую массу вместе с золой называют сухой массой топлива. Сухая масса вместе с влагой (W) называется рабочей массой топлива. В твердом топливе различных месторождений содержится различное количество золы и влаги.

Если содержание отдельных веществ в рабочей массе топлива в процентах по массе обозначить соответственно через СР, НР, SP, ОР, NР, АР, WР, то

$$C_P + H_P + S_P + O_P + N_P + A_P + W_P = 100\%. \quad (5-1)$$

Здесь буквой «р» обозначается содержание данного элемента в фактически сжигаемом топливе, включающем золу и влагу.

Таблица 5-1

Характеристики твердого и жидкого топлива

Название и марка топлива	Химический состав рабочей массы, %							Выход летучих на горючую массу, %	Низшая теплота сгорания, МДж/кг (ккал/кг)
	Влага W ^P	Зола A ^P	Сера S ^P	Углерод C ^P	Водород H ^P	Азот N ^P	Кислород O ^P		
Тощий уголь (Т)	5,0	23,8	2,8	62,7	3,1	0,9	1,7	15,0	24,2 (5770)
Антрацит (А)	8,5	22,9	1,7	63,8	1,2	0,6	1,3	3,5	22,6 (5400)
Каменный уголь (СС)	9,0	18,2	0,3	61,5	3,7	1,5	5,8	30,0	23,9 (5710)
Бурый уголь (Б2)	32,0	25,2	2,7	28,7	2,2	0,6	8,6	50,0	10,4 (2480)
Фрезерный торф	50,0	6,3	0,1	24,7	2,6	1,1	15,2	70,0	8,1 (1940)
Высокосернистый мазут	3,0	0,1	2,8	83,0	11,4	—	0,7	—	38,8 (9260)
Сернистый мазут	3,0	0,1	1,4	83,8	11,2	—	0,3	—	39,7 (9480)

Теплота сгорания. Количество тепла, выделяющего при полном сгорании 1 кг твердого или жидкого топлива, называется его низшей теплотой сгорания. Для газообразного топлива низшая теплота сгорания определяется как количество тепла, выделяющегося при полном сгорании 1 м³ газа при температуре 0°C и давлении 0,101 МПа (1,033 кгс/см²).

Для сравнительных расчетов производят пересчет действительного топлива на так называемое условное топливо с низшей теплотой сгорания 29 300 кДж/кг (7000 ккал/кг). Например, 150 т бурового угля с низшей теплотой сгорания 14 650 кДж/кг (3500 ккал/кг) приравнивают к $\frac{14650}{29300} \cdot 150 = 75$ т условного топлива.

Характеристики топлива. Основные характеристики некоторых видов твердого, жидкого и газообразного топлива приведены в табл. 5-1 и 5-2.

Таблица 5-2

Характеристики газообразного топлива

Наименование месторождения	Состав газа, %, по объему					Низшая теплота сгорания сухого газа Q _н ^c , МДж/м³ (ккал/м³)	Масса кубического метра газа, кг/м³
	CO₂	CH₄	C₂H₆	C₃H₈	N₂		
Дашавское	0,2	98,9	0,3	0,2	0,4	35,8 (8550)	0,71
Ставропольское	0,5	91,2	3,9	1,8	2,6	37,0 (8820)	0,79
Шебелинское	0,1	92,8	3,9	1,7	1,5	37,3 (8900)	0,81

Как видно из табл. 5-1, больше всего в рабочей массе твердого и жидкого топлива содержится углерода С. Природный газ (табл. 5-2) содержит в основном метан (CH₄) и сложные соединения углерода и водорода.

Большое влияние на эксплуатацию оборудования электростанций оказывают некоторые физические свойства топлива, к числу которых относится, например, воспламеняемость, зависящая главным образом от содержания летучих веществ. Чем больше летучих веществ в топливе, тем легче оно воспламеняется при сжигании. От

содержания влаги в твердом топливе зависит его сыпучесть, которая уменьшается с возрастанием влажности. Поэтому топливо с большой влажностью застревает в бункерах и течках, что сильно затрудняет эксплуатацию оборудования.

Зольность топлива затрудняет его сжигание и повышает потерю тепла со шлаком (см. гл. 6). Важное значение имеет температура размягчения золы. При низкой температуре размягчения золы начинается ее налипание на трубы котла — шлакование труб.

Большое значение имеют также смерзаемость топлива, его механическая прочность, взрывоопасность и самовозгорание.

Важнейшими характеристиками мазута являются его вязкость, от которой зависят условия его транспорта, хранения и сжигания, температура воспламенения и др.

5-2. ПРОЦЕСС ГОРЕНИЯ ТОПЛИВА

Горение топлива является сложным физико-химическим процессом, во время которого происходит соединение горючих веществ, находящихся в топливе, с кислородом воздуха.

Минимальный теоретически необходимый объем воздуха, $\text{м}^3/\text{кг}$, для сгорания 1 кг топлива определяется по формуле

$$V_0 = 0,0889(C^p + 0,375S^p) + 0,265H^p - 0,0333O^p, \quad (5-2)$$

где C^p , H^p , S^p , O^p — процентное содержание в рабочей массе топлива углерода, водорода, серы и кислорода.

В практических условиях не удастся обеспечить полного сгорания топлива при подаче теоретически необходимого количества воздуха вследствие невозможности организации идеального перемешивания частиц топлива с воздухом в топочных устройствах. Для обеспечения полного сгорания топлива приходится подавать в топку несколько большее количество воздуха. Отношение действительно необходимого количества воздуха V_d к теоретически необходимому V_0 называется коэффициентом избытка воздуха α :

$$\alpha = V_d/V_0 > 1. \quad (5-3)$$

Коэффициент избытка воздуха зависит от сорта топлива, способа его сжигания и конструкции топочного устройства.

Значения коэффициента избытка воздуха в топке, определяющие в значительной степени экономичность работы топочного устройства, приведены в табл. 5-3.

Таблица 5-3

Коэффициенты избытка воздуха в топке

Вид топочного устройства	Топливо	Коэффициент избытка воздуха вверху топки
Камерные топки с твердым удалением шлака	Антрацит и тощие угли	1,20—1,25
	Каменные и бурые угли, фрезерный торф	1,20
Однокамерные топки с жидким шлакоудалением	Антрацит, тощие, каменные и бурые угли	1,20
Топки для жидкого и газообразного топлива	Мазут и природный газ	1,10
Топки с малыми избытками воздуха	Мазут и природный газ	1,03—1,05

Для сжигания твердого топлива в паровых котлах современных мощных электростанций применяют факельные топочные устройства, в которые угольная пыль вдувается воздухом.

Факельное сжигание характеризуется непрерывным движением мелких частичек топлива, вводимых в топку потоком воздуха, в котором они находятся во взвешенном состоянии. Для обеспечения этого топливо предварительно подвергается размолу, благодаря чему создается очень большая поверхность соприкосновения его частиц с кислородом воздуха.

5-3. ПОДГОТОВКА ТОПЛИВА ДЛЯ ФАКЕЛЬНОГО СЖИГАНИЯ

На рис. 5-1 показаны схема подготовки к сжиганию твердого топлива в пылевидном состоянии и последовательные фазы его сгорания. Пылевидные частицы топлива и воздух, поступая в топку, быстро нагреваются раскаленными топочными газами; в начале нагревания происходит испарение оставшейся в топливе влаги. При дальнейшем нагревании происходят выделение летучих веществ и их воспламенение.

Раздельная подача первичного и вторичного воздуха. Из всего необходимого для горения воздуха только часть его (первичный воздух) вводится в топку вместе с топливом и нагревается внутри топки до температуры воспламенения топлива. Остальное количество воздуха (называемого вторичным) подается в топку так, чтобы оно смешивалось с факелом после зажигания основной массы частиц топлива. При сжигании антрацита и тощих углей первичный воздух составляет 15—25% всего воздуха, подаваемого в топку, при сжигании бурых углей — до 45%.

Главным и обязательным условием воспламенения топлива яв-

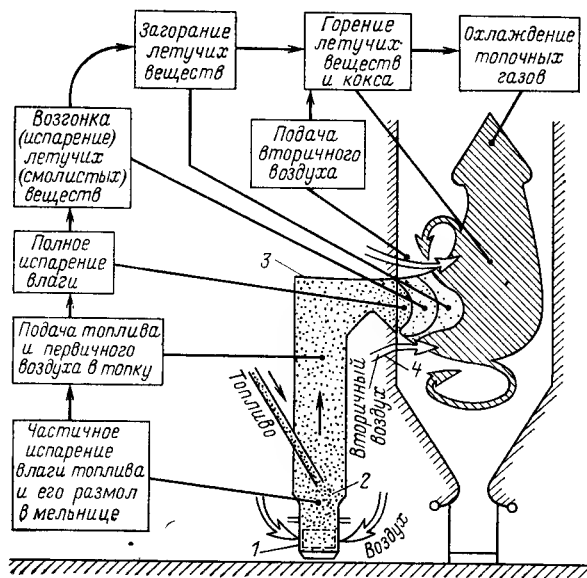


Рис. 5-1. Упрощенная схема отдельных этапов подготовки к сжиганию угля в топке и пылеприготовительной установке с молотковой мельницей и шахтным сепаратором.

ляется быстрый разогрев пылевоздушной смеси, поступающей в топку. Для этого необходимы предварительная подсушка топлива, раздельная подача первичного и вторичного воздуха и подогрев смеси пыли и воздуха в зоне воспламенения топлива.

Подсушка топлива. Влага, содержащаяся в топливе, разделяется на внешнюю влагу, испаряющуюся в пылеприготовительной установке, и гигроскопическую, или внутреннюю влагу, которая удаляется из топлива при нагреве его в топке. Особенно тщательно следует подсушивать в пылеприготовительной установке топливо с большим содержанием влаги, а также трудновоспламеняемые виды топлива, имеющие малое содержание летучих веществ (тощий уголь, антрацит).

Подогрев смеси воздуха и пыли до температуры ее воспламенения обеспечивается главным образом возвращением части горячей угольной пыли к зоне ее воспламенения (рис. 5-1), что осуществляется разными

способами в топках различных конструкций (см. гл. 7). При сжигании трудновоспламеняемых топлив возвращение в зону воспламенения даже значительных количеств газов может оказаться недостаточным для устойчивого воспламенения угля при охлаждении газов трубами, расположенными в топке котла. Тогда часть поверхности труб закрывают обмуровкой (см. гл. 7), что повышает температуру факела.

5-4. СХЕМЫ И ОБОРУДОВАНИЕ СИСТЕМ ПЫЛЕПРИГОТОВЛЕНИЯ

Совокупность оборудования, необходимого для сушки топлива, его размола и подачи готовой пыли в устройство для ее сжигания, называется системой пылеприготовления.

Различают центральную и индивидуальную системы пылеприготовления. Центральная система готовит пыль для всех котлоагрегатов электростанции, и ее оборудование размещают в отдельном здании — центральном пылезаводе. Эти системы отличаются высокой стоимостью оборудования, сложностью и недостаточной надежностью в эксплуатации и на новых электростанциях не сооружаются.

Существует несколько индивидуальных систем пылеприготовления, оборудование которых размещается в помещении котельной в непосредственной близости от котла: а) с шаровыми барабанными мельницами; б) с молотковыми мельницами; в) с валковыми среднеходными мельницами; г) с мельницами-вентиляторами.

Система пылеприготовления с шаровыми барабанными мельницами и промежуточным пылевым бункером. Эта система схематически показана на рис. 5-2. Ленточные транспортеры подают топливо (антрацит) в бункера сырого угля каждого из котлов. Из бункеров топливо поступает в питатели сырого угля, которые подают его в углеразмольную мельницу.

Наибольшее распространение получили дисковые и скребковые питатели сырого угля. В дисковом питателе (рис. 5-3) топливо из приемного патрубка 1 поступает на диск 2, вращающийся от привода 3. Нож 4, регулирующий сброс топлива в течку 6, ведущую к мельнице, перемещается от привода 5.

В скребковом питателе (рис. 5-4) топливо из патрубка 1 перемещается скребками 5, концы ко-

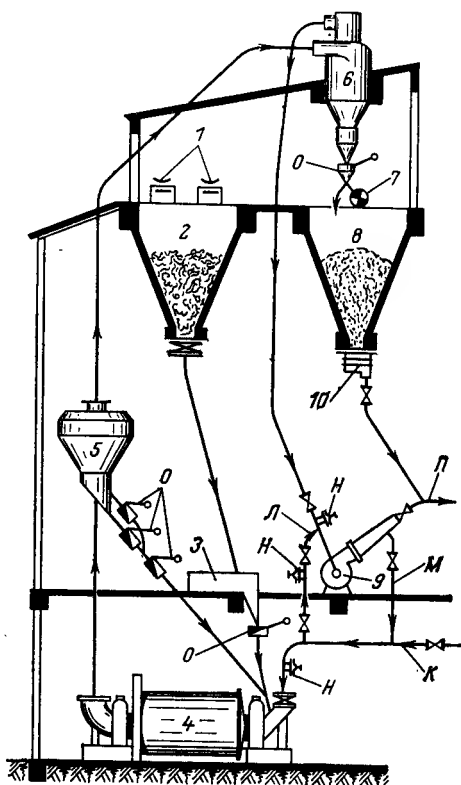


Рис. 5-2. Схема пылеприготовительной установки с шаровой барабанной мельницей.

1 — транспортеры сырого угля; 2 — бункер сырого угля с шибром; 3 — питатель сырого угля; 4 — шаровая мельница; 5 — спелатор угольной пыли; 6 — пылевой циклон; 7 — пылевой шнек; 8 — промежуточный пылевой бункер; 9 — мельничный вентилятор; 10 — питатель пыли; К — трубопровод горячего воздуха от воздухоподогревателя; Л — подача горячего воздуха к мельничному вентилятору; М — линия рециркуляции воздуха в мельничной системе; Н — клапаны для подсоса наружного воздуха; О — автоматическая мигалка; П — пылепроводы к горелкам.

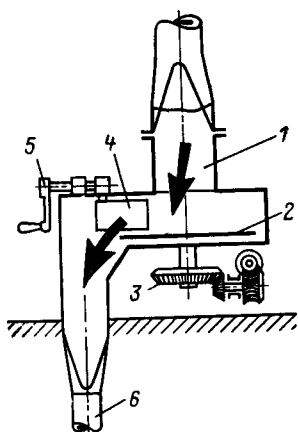


Рис. 5-3. Схема работы днскового питателя сырого угля.

торых прикреплены к двум цепям 3. Подача угля регулируется изменением положения ножа 2. Цепи 3 приводятся в движение звездочками 6, одна из которых соединена через редуктор с электродвигателем. Топливо сначала движется с верхними скребками 5 налево, а затем перед левым колесом 6 высыпается на нижние скребки, движется в обратном направлении, как показано стрелками, и благодаря ограничителю 4 ссыпается в патрубок 7, подающий топливо в мельницу. Ограничители 4 препятствуют попаданию топлива на звездочки.

Размол топлива (рис. 5-5), поступающего через углеподающий патрубок 1, происходит внутри горизонтального барабана 3 мельницы, вращающегося со скоростью около 20 об/мин. На внутренней поверхности барабана укреплены броневые плиты, а внутрь барабана засыпают чугунные шары диаметром 30—40 мм.

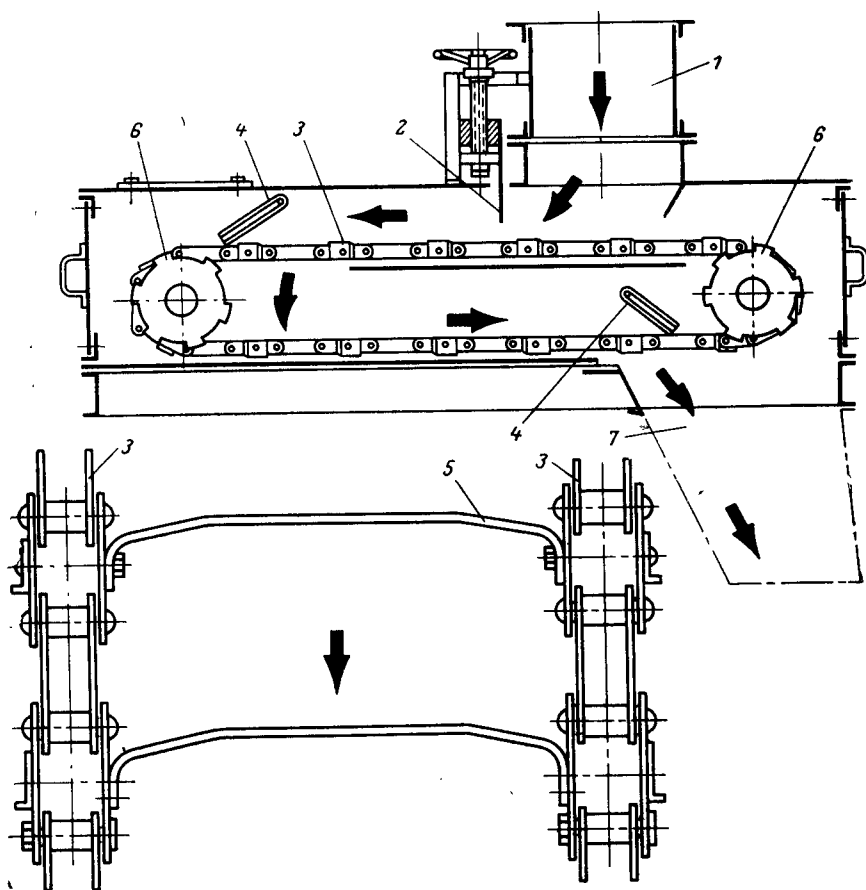


Рис. 5-4. Схема скребкового питателя сырого угля. Внизу показан вид сверху на участок цепи.

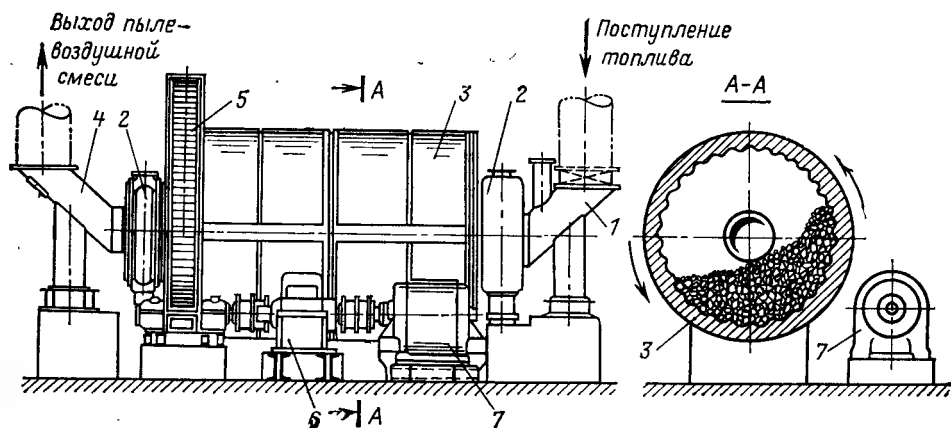


Рис. 5-5. Шаровая барабанная мельница.

Барабан 3 опирается своими цапфами (концами) на подшипники 2. Приводное устройство мельницы состоит из зубчатого венца 5, укрепленного на барабане, который находится в зацеплении с ведущей шестерней, насаженной на вал, получающий вращение от электродвигателя 7 через редуктор 6.

Шаровые мельницы выпускают производительностью от 2 до 70 т/ч, считая по АШ (антрацитовому штыбу).

Поступая в поток горячего воздуха во входном патрубке 1 мельницы, топливо нагревается, и часть содержащейся в нем влаги испаряется. Подсушка топлива продолжается в процессе его размола в мельнице. Охлажденный в мельнице воздух увлекает мелкие частицы угля, и через выходной патрубок 4 пылевоздушная смесь вместе с водяными парами удаляется из мельницы.

Пылевоздушная смесь поднимается по вертикальной трубе (см. рис. 5-2) в сепаратор угольной пыли 5.

Сепаратор предназначен для отделения крупных частиц угольной пыли (рис. 5-6) и состоит из двух стальных конусов, вставленных один в другой. Пылевоздушная смесь из входного патрубка 1 поступает в пространство между конусами 2 и 3; при этом скорость потока снижается, и наиболее крупные пылинки ссыпаются вниз в течку 6, возвращающую их в мельницу. Затем пылевоздушная смесь проходит через завихривающие лопатки 4 и поступает во внутренний конус 3. Вследствие завихрения потока внутри конуса крупные частицы пыли выделяются и по течке 7, соединенной внизу с течкой 6, возвращаются для повторного размола в мельницу. Освобожденная от крупных частиц пылевоздушная смесь выходит через пылевыдающий патрубок 5 в циклон 6 (рис. 5-2).

На рис. 5-2 показана наклонная течка возврата крупной пыли от сепаратора в мельницу с тремя мигалками, препят-

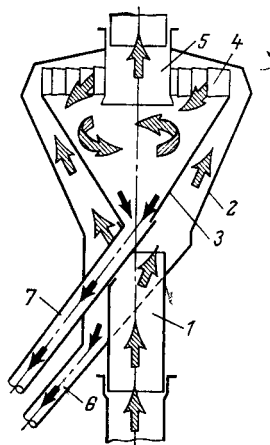
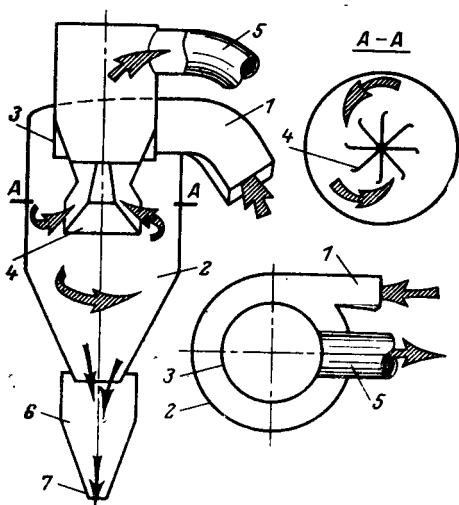


Рис. 5-6. Схема работы сепаратора пыли.



ствующими движению воздуха по наклонной течке снизу вверх.

Циклон служит для отделения угольной пыли от воздуха (рис. 5-7). Пылевоздушная смесь поступает в циклон из сепаратора 5 (см. рис. 5-2). Отделенная в циклоне угольная пыль, пройдя через мигалку 0, ссыпается в промежуточный пылевой бункер 8. В случае необходимости вместо бункера угольную пыль можно направить в пылевой шнек (транспортёр) 7, который передает ее в пылевые бункера соседних котлов.

Пылевоздушная смесь входит в циклон по патрубку 1 и движется по окружности внутри цилиндра 2, откуда через лопатки 4 поток входит во внутренний цилиндр 3, из которого выходит через патрубок 5. Во время резких поворотов потока

Рис. 5-7. Схема устройства пылевого циклона.

в циклоне из него отделяется до 90% угольной пыли, которая попадает в бункер 6 и через конус 7 удаляется из циклона.

Остальное количество наиболее тонкой пыли с потоком воздуха засасывается в мельничный вентилятор 9 (см. рис. 5-2) и затем по пылепроводам П направляется к горелкам котла. Под пылевым бункером (см. рис. 5-2) установлены питатели пыли 10, подающие угольную пыль из бункеров в пылепроводы П. В пылевом бункере создается запас пыли, что позволяет останавливать мельницы при малой нагрузке котла. Обычно каждый котел имеет две самостоятельные пылесистемы.

Системы приготовления с молотковыми мельницами. Для размола сравнительно мягких бурых и каменных углей применяют системы пылеприготовления с молотковыми мельницами (см. рис. 5-1). В данной установке сепаратором служит шахта 2, установленная над мельницей 1. По наклонной течке топливо поступает в мельницу, а горячий воздух подводится с ее торцов. Подсушка топлива начинается с момента поступления топлива в шахтный сепаратор и продолжается в мельнице.

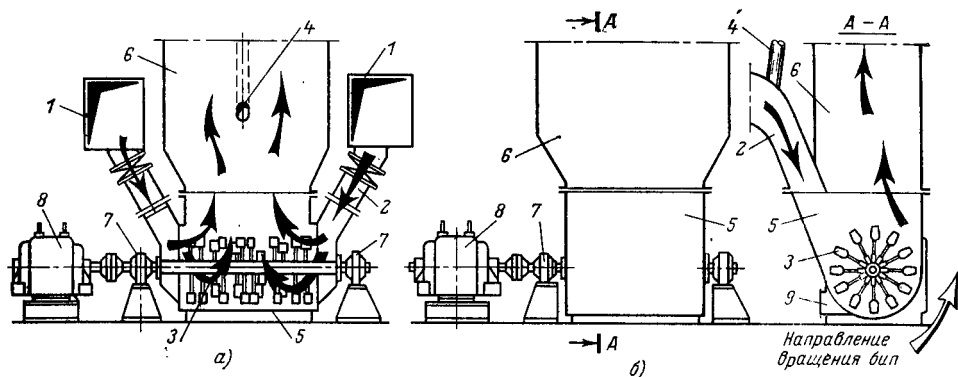


Рис. 5-8. Схема устройства молотковых мельниц.
а — аксиальная мельница; б — тангенциальная мельница.

При работе часть крупных кусков угля выбрасывается с такой силой, что они ударяются в верхнюю плиту 3 шахты и снова падают в мельницу. Следовательно, в вертикальной шахте с верхней горизонтальной плитой происходит отделение крупных частиц угля от продукта размола, т. е. сепарация пыли перед ее сжиганием.

Устройство молотковой мельницы показано на рис. 5-8. Топливо поступает в мельницу через течку 4. Размол производится ударом стальных бил 3, шарнирно-укрепленных на роторе, вращающемся со скоростью 600—730 об/мин; измельчение топлива частичное происходит также при его истирании в пространство между торцами и броней корпуса 5. Существуют два типа молотковых мельниц: аксиальные и тангенциальные.

В аксиальной мельнице (рис. 5-8,а) горячий воздух подается из короба 1 через воздухоподводящий патрубок 2 к торцу мельницы, а топливо поступает в шахту 6. Ротор 3 вращается в двух подшипниках 7; приводом служит электродвигатель 8.

В тангенциальной молотковой мельнице уголь вводится в патрубок 2 горячего воздуха (рис. 5-8,б). В этой мельнице под ударное действие бил попадает почти все топливо. Для улавливания посторонних предметов, попадающих с топливом, служит карман 9.

Системы с валковыми среднеходными мельницами. Для размола относительно мягких бурых и каменных углей применяют также валковые среднеходные мельницы (рис. 5-9).

Мельница имеет бронированный вращающийся стол 1, по которому перекатываются два конических вала 2, прижимаемых к столу мощными пружинами 3. Топливо с возвратом из сепаратора подается на середину стола 5 и при вращении его затягивается под валки и раздавливается. Горячий воздух 6 подается в мельницу вокруг стола. Измельченное топливо подхватывается горячим воздухом и выносится в центробежный сепаратор, устанавливаемый непосредственно на корпусе мельницы. Посторонние включения (порода, металлические предметы и т. д.) сбрасываются со стола в карман для отходов.

Пылевоздушная смесь отсасывается из сепаратора специальным вентилятором, имеющим общий привод с мельницей, и подается в горелки в качестве первичного воздуха.

Валковые среднеходные мельницы имеют ряд преимуществ перед шаровыми барабанными мельницами: меньшие масса, габариты, стои-

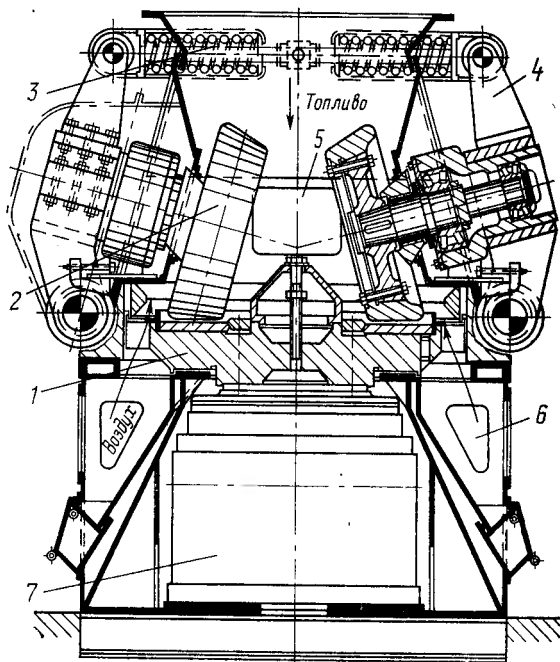


Рис. 5-9. Валковая среднеходная мельница.
1 — вращающийся стол; 2 — конические валки; 3 — пружины; 4 — рычаги; 5 — подача топлива; 6 — подача воздуха; 7 — редуктор.

мость, шум, меньший расход электроэнергии и износ металла. Промышленностью выпускаются серийные валковые среднеходные мельницы производительностью 16 т/ч по тощему каменному углю с диаметром стола 1,4 м. Изготовлена опытная мельница со столом диаметром 2,4 м производительностью 50 т/ч для энергоблока мощностью 500 МВт, работающего на экибастузском угле.

Системы с мельницами-вентиляторами. Эти мельницы применяются для размола мягких бурых углей с высокой влажностью, а также торфа.

Углеразмольная установка с мельницей-вентилятором (рис. 5-10) состоит из мелющего вентилятора 3, подсушивающей шахты 2 и центробежного сепаратора 4 с течкой 5 возврата грубой пыли.

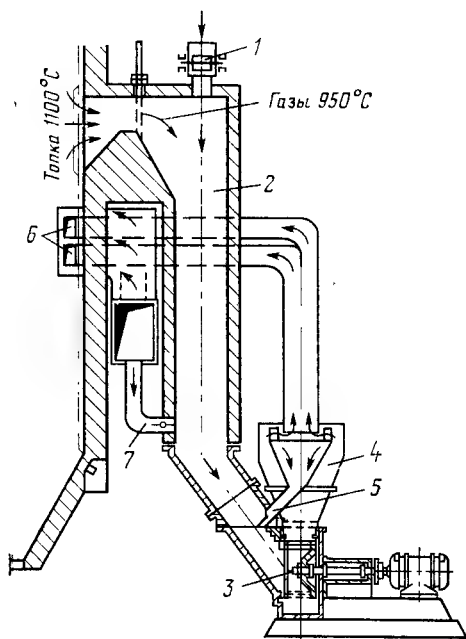


Рис. 5-10. Углеразмольная установка с мельницей-вентилятором.

1 — ввод сырого топлива; 2 — подсушивающая шахта; 3 — мелющий вентилятор; 4 — центробежный сепаратор; 5 — течка возврата грубой пыли; 6 — горелки; 7 — короб горячего воздуха.

Мельница-вентилятор состоит из бронированного корпуса-улитки и массивной консольной крыльчатки с 10—12 радиальными лопатками, наплавленным твердым сплавом. Лопатки ротора служат одновременно размольным устройством и лопатками вентилятора, создающими общий напор 1,18—1,47 кПа (120—150 мм вод. ст.). Создаваемое во всасывающем патрубке разрежение засасывает часть топочных газов с температурой 900—1000°C по футерованной шахте к мельнице. Вместе с газами сверху шахты поступает влажное топливо, которое здесь подсушивается; подсушка завершается в процессе размола топлива. Грубые фракции пыли отделяются в сепараторе и снова возвращаются в мельницу.

Готовая пыль вдувается вместе с горячим воздухом через горелки в топку.

Промышленность выпускает мельницы-вентиляторы максимальной производительностью на подмосковном буром угле 63 т/ч.

Подготовка жидкого и газообразного топлива к сжиганию. Жидкое топливо фильтруют и подогревают для уменьшения его вязкости и улучшения распыливания в форсунках. Температура подогрева высоковязкого парафинистого мазута достигает 100°C.

Природный газ, кроме фильтрации, не требует подготовки перед сжиганием.

5.5. ТОПКИ ДЛЯ СЖИГАНИЯ ПЫЛЕВИДНОГО ТОПЛИВА

Топка для сжигания пылевидного топлива представляет собой прямоугольную камеру, в которой сжигание топлива осуществляется в факеле, заполняющем ее объем. Пылеугольные топки по способу удаления шлака (зола) делятся на топки с твердым и жидким шлакоудалением. В топках с твердым шлакоудалением более крупные

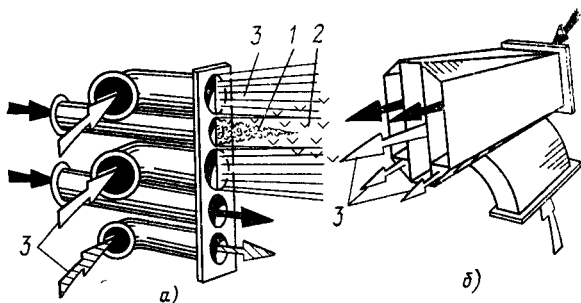
частицы шлака падают на дно топки, скатываются по откосам ее холодной воронки и попадают в шлаковую шахту, где они охлаждаются струями воды.

В топках с жидким шлакоудалением на дне топки (поде) оседает расплавленная зола (шлак). Жидкий шлак вытекает из топки через лентку и сливается в короб с водяной ванной.

Топки с твердым шлакоудалением обычно применяют для сжигания топлива с большим и умеренным выходом летучих при тугоплавкой золе и высокой влажности. Топки с жидким шлакоудалением применяют в основном при сжигании топлив с малым выходом летучих и умеренными значениями температуры плавления золы, влажности (до 20%)

Рис. 5-11. Схемы устройства прямоточных щелевых горелок.

а — щелевая горелка ТКЗ — Оргэнергостроя с круглыми соплами; б — щелевая горелка ВТИ; 1 — пылевоздушная смесь с незагоревшейся угольной пылью; 2 — зона горения угольной пыли; 3 — вторичный воздух.



и зольности (до 25%). В этих топках экраны закрывают зажигательным поясом (см. § 7-3).

Пылевидное топливо вводится в топку через горелки, которые должны обеспечить хорошее перемешивание пыли и воздуха, возможно более раннее воспламенение пылевоздушной смеси и более полное выгорание пыли. Горелки располагаются на стенках топки в один или несколько рядов по высоте либо по ее углам.

Для сжигания пыли антрацита, тощих и других углей устанавливают щелевые либо турбулентные (вихревые) горелки.

На рис. 5-11,а схематически изображена щелевая горелка с круглыми соплами, а на рис. 5-11,б — щелевая горелка с тремя вертикальными щелями. В этой горелке через среднюю щель проходит вторичный воздух, а через крайние — первичный. Вторичный воздух подается и в нижнюю часть боковых щелей для предотвращения выпадения угольной пыли и для лучшего перемешивания потока. При расположении горелок вблизи углов топки выходящие из них струи воздуха создают круговое движение газов в центре топки.

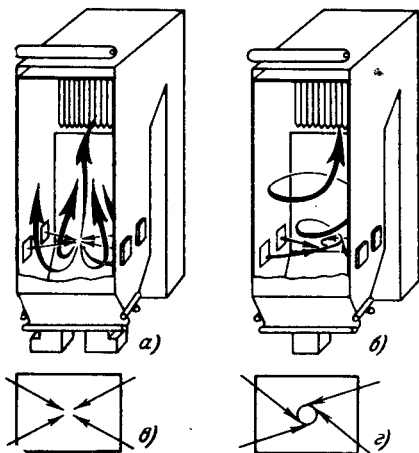


Рис. 5-12. Схемы движения газов в топках со щелевыми горелками.

При аксиальном (осевом) расположении горелок (рис. 5-12,а и б) воздушные потоки сталкиваются в центре топочной камеры, в результате часть горящей угольной пыли направляется вверх, а другая часть поворачивается вниз, а затем,

двигаясь снова вверх, проходит вблизи мест ввода в топку еще не загоревшейся пылеугольной смеси.

При тангенциальном расположении горелок (рис. 5-12, в и г) воздух направляется по касательным к воображаемому кругу в центре топки, вызывая вихревое движение горящих частиц угольной пыли.

Турбулентные (вихревые) горелки, получившие широкое распространение, имеют две или одну улитку.

Вихревая горелка ТКЗ (рис. 5-13, а) имеет две завихряющие улитки. В меньшую улитку 1 вводится пылевоздушная смесь, в большую 2 — вторичный воздух. Оба завихренных потока затем разделяются по кольцевым каналам 3 и 4 поступают в топку.

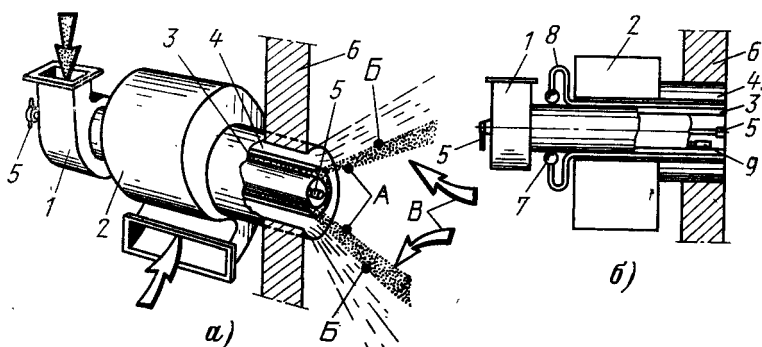


Рис. 5-13. Схемы двухулиточных вихревых горелок.

а — пылеугольная горелка; б — пылегазовая горелка; 1 — улитка пылевоздушной смеси; 2 — улитка вторичного воздуха; 3 и 4 — кольцевые каналы для пылевоздушной смеси и вторичного воздуха; 5 — мазутная форсунка; 6 — обмуровка; 7 — кольцевой коллектор природного газа; 8 — одна из труб природного газа, расположенных вокруг канала 3; 9 — наконечник газового электрозапальника; А и Б — соответственно зоны начала и окончания воспламенения топлива; В — направление движения топочных газов.

Мазутная форсунка 5, используемая при растопке и при малых нагрузках котла, устанавливается в центральной трубе.

На рис. 5-13, б представлен продольный разрез пылегазовой горелки, предназначенной для сжигания угля и природного газа, а на рис. 5-14 — вихревая горелка ОРГРЭС с одной улиткой, без закрутки первичного воздуха.

Следует отметить, что присос в топку холодного наружного воздуха через неплотности в обмуровке и обшивке топки оказывает вредное влияние на процесс горения и увеличивает потери тепла в топке.

Для сжигания пыли, получаемой в установках с молотковыми мельницами и шахтными сепараторами, применяют два типа горелочных устройств. В конструкции, показанной на рис. 5-1, вторичный воздух вводится в топку через щели (щели) 4. Щели расположены выше и ниже прямоугольного отверстия для ввода пылевоздушной смеси в топку.

В горелке, показанной на рис. 5-15, называемой эжекторной, вторичный воздух подается в центральную часть пылевоздушного потока и вдувается в топку через сопла в двух различных направлениях, увлекая за собой пылевоздушную смесь и постепенно перемешиваясь с ней.

В топках с молотковыми мельницами условия зажигания топлива хуже, чем в других топочных устройствах. Поэтому эти топки применяют только для сжигания топлив, содержащих более 30% летучих веществ на горючую массу.

Циклонные топki. Сжигание топлива в факеле имеет тот недостаток, что частицы топлива независимо от их размера находятся в топочном объеме весьма ограниченное время (2—3 с), определяемое скоростью движения факела и продуктов сгорания в топке.

Вихревые циклонные топki лишены этого недостатка. К топке котла пристраивается цилиндрический предтопок — циклон (рис. 5-16), в котором пылевоздушная смесь 1 энергично закручивается

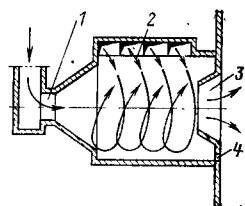
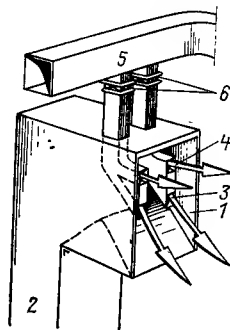
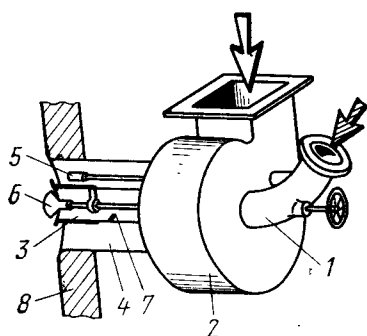


Рис. 5-14. Вихревая горелка ОРГРЭС без закрутки первичного воздуха.

Рис. 5-15. Схема эжекторной горелки.

Рис. 5-16. Принцип работы горизонтального циклонного предтопка.

1 — входной патрубок первичного воздуха; 2 — улитка вторичного воздуха; 3 и 4 — выходные кольцевые каналы первичного и вторичного воздуха; 5 — мазутная форсунка; 6 — рассекатель; 7 — завихряющий порог; 8 — обмуровка.

1 — амбразура горелки для подачи пылеугольной смеси; 2 — мельничная шахта; 3 и 4 — нижнее и верхнее эжекторные сопла; 5 — короб горячего воздуха; 6 — шиберы.

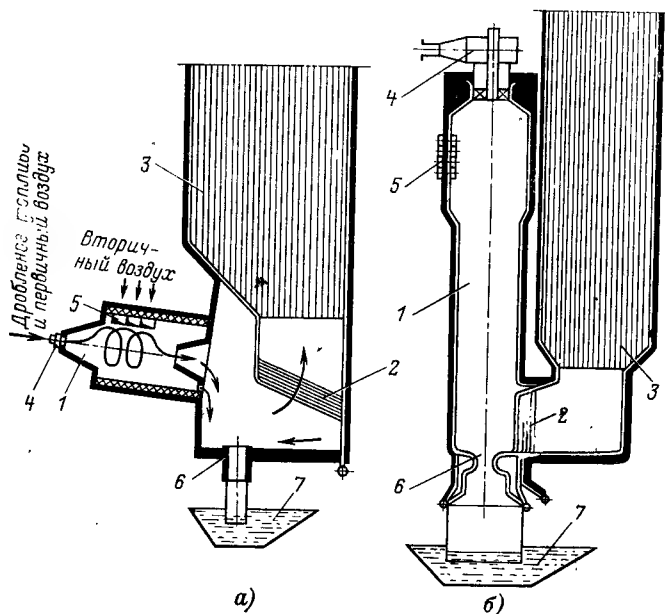


Рис. 5-17. Устройство циклонных топков.

а — топка с горизонтальными циклонами; б — топка с вертикальными циклонными предтопками; 1 — камера сгорания (циклон); 2 — шлакоулавливающий пучок; 3 — камера охлаждения; 4 — горелка; 5 — сопла вторичного воздуха; 6 — шлаковая летка; 7 — шлаковая ванна.

по спирали вторичным воздухом 2. Внутренняя поверхность циклона защищена ошипованными экранными трубами, покрытыми огнеупорной набивной массой. Мелкие частицы топлива сгорают на лету в объеме предтопка. Крупные частицы топлива центробежной силой отбрасываются на стены и полностью сгорают на пленке из жидкого шлака независимо от длительности пребывания продуктов сгорания в циклоне и скорости их перетекания в камеру дожигания (топку) и охлаждения через амбразуру 3 циклона.

В предтопке улавливается от 60 до 85% золы, которая в виде жидкого шлака удаляется через летку 4.

Таким образом, еще одним преимуществом циклонных топок по сравнению с факельными является высокая степень шлакоулавливания. Недостатком циклонных топок является высокий напор дутьевых вентиляторов, необходимый для создания скорости вторичного воздуха, достигающей 120 м/с.

Циклонные топки выполняются как с горизонтальными циклонами (рис. 5-17,а), так и с вертикальными циклонными предтопками (рис. 5-17,б).

5-6. ТОПКИ ДЛЯ СЖИГАНИЯ ЖИДКОГО И ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

За последнее десятилетие в СССР потребление мазута и природного газа на электростанциях в качестве основного энергетического топлива резко возросло.

Мазут подают в котельную подогретым; температура подогрева зависит от его вязкости и составляет для мазута М100 140°C, М200 160°C. Во избежание застывания мазут циркулирует по кольцевой системе мазутопроводов, из которых он подводится к форсункам (горелкам).

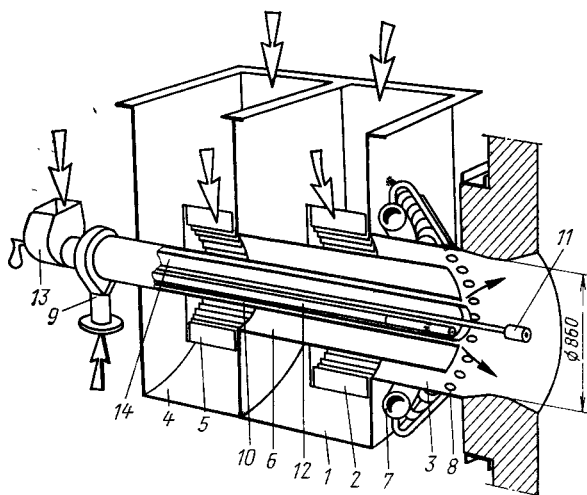


Рис. 5-18. Газомазутная горелка производительностью 4 т/ч по мазуту и 7800 м³/ч по природному газу.

1 — воздушный короб; 2 — завихривающие лопатки; 3 — выходной кольцевой канал для периферийного воздуха; 4—6 — те же элементы для внутреннего потока воздуха; 7 — кольцевой коллектор природного газа; 8 — отверстия для периферийной подачи природного газа; 9 и 10 — соответственно входная труба и кольцевой канал для центральной подачи природного газа; 11 — мазутная форсунка; 12 — газовый электрозапальник; 13 и 14 — входной короб и центральная труба для подачи воздуха к мазутной форсунке.

Принцип действия мазутных форсунок заключается в следующем. Мазут распыливается на мельчайшие капли, которые заполняют топочный объем. Отсутствие крупных капель является обязательным условием экономичного сжигания мазута.

Широкое распространение получили форсунки с паровым распыливанием мазута, применяемые в качестве растопочных, и форсунки механического распыливания, устанавливаемые на котлах, где мазут является основным топливом. В последней конструкции форсунок распыливание осуществляется повышением давления мазута до 2—3,4 МПа (20—35 кгс/см²).

Так как состав и теплота сгорания различных видов газообразного топлива сильно различаются, то конструкции горелочных устройств для их сжигания различны.

Основным условием экономичного сжигания природного газа является хорошее перемешивание его с воздухом. Это достигается введением газа в воздушный поток с очень высокой скоростью (70—140 м/с) при скорости воздуха 30 м/с. На случай прекращения подачи газа всегда предусматривается резервное топливо, обычно мазут.

Особенностью газомазутной горелки, показанной на рис. 5-18, является механизм, который перед включением подачи одного топлива выключает подачу другого. Так, при включении подачи мазута мазутная форсунка автоматически выдвигается в топку. При переводе котла на газ форсунка перемещается на прежнее место, после чего включается подача газа через трубу, имеющую на конце радиально расположенные отверстия. При отключении топлива одновременно автоматически закрываются и шиберы для воздуха.

Для обеспечения нормального процесса горения топлива необходимый для горения воздух подогревается в воздухоподогревателе. Температура подогрева воздуха, зависящая от сорта топлива и способа удаления шлака из топки, следующая:

Топки с твердым шлакоудалением:	
Каменные и тощие угли при содержании летучих менее 25%	300—350°C
Каменные угли при содержании летучих более 25%	250—300°C
Бурые угли, фрезерный торф	350—400°C
Топки с жидким шлакоудалением при сушке топлива воздухом:	
Антрациты и полуантрациты	380—400°C
Каменные и тощие угли	350—400°C
Бурые угли	380—400°C
Открытые камерные топки:	
Мазут, природный газ	250—300°C

Глава шестая

УСТРОЙСТВО КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ

6-1. ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА ВОДЯНОГО ПАРА

Пар, образующийся из кипящей воды, имеет ту же температуру, что и вода, и называется насыщенным паром. Если насыщенный пар продолжать нагревать при том же давлении изолированно от воды, то температура его будет повышаться; полученный таким способом пар называется перегретым.

Объем, занимаемый 1 кг воды или 1 кг пара, называется удельным объемом соответственно воды или пара и измеряется в м³/кг.

Количество теплоты, которое нужно затратить для нагрева 1 кг воды при данном давлении от 0°C до температуры кипения, называется энтальпией воды (раньше вместо термина «энтальпия» применялся термин «теплосодержание»).

Количество теплоты, необходимое для превращения 1 кг нагретой до температуры кипения воды в насыщенный пар при данном давлении, называется теплотой парообразования воды.

Количество теплоты, которое необходимо затратить для нагрева 1 кг воды от 0°C до температуры кипения при данном давлении и для превращения ее в сухой насыщенный пар, называется энтальпией сухого насыщенного пара.

Количество теплоты, которое необходимо затратить для превращения 1 кг воды, взятой при температуре 0°C, в перегретый пар данного давления и температуры, называется энтальпией перегретого пара.

Из этих определений следует, что энтальпия насыщенного пара складывается из энтальпии воды и теплоты парообразования.

Энтальпия воды и пара, а также теплота парообразования измеряются в кДж/кг (ккал/кг).

Таблица 6-1

Основные характеристики воды и пара

Избыточное давле- ние, МПа (кгс/см²)	Температура кипения воды, °С	Удельный объем		Энтальпия, кДж/кг (ккал/кг)		Теплота парособра- зования, кДж/кг (ккал/кг)	Удельный объем пе- регретого пара, м³/кг, при тем- пературе		Энтальпия перегретого пара, кДж/кг (ккал/кг), при температуре	
		воды при тем- пературе ки- пения, м³/кг	сухого насы- щенного пара, м³/кг	воды	сухого на- сыщенного пара		400°С	500°С	400°С	500°С
0,1(1)	119,6	0,00106	0,9018	503(119,9)	2705(646,3)	2204(526,4)	—	—	3266(779,5)	3480(830,9)
1(10)	183,2	0,00113	0,1808	778(185,7)	2780(664,1)	1992(478,4)	0,3126	0,3809	3245(775,1)	3468(828,0)
2,1(21)	216,2	0,00118	0,0925	925(221,2)	2800(668,9)	1870(447,7)	0,1492	0,1730	3221(769,3)	3452(824,3)
3,4(35)	243,0	0,00124	0,0565	1051(251,3)	2802(669,4)	1750(418,1)	0,0881	0,1033	3205(765,5)	3442(821,8)
4,3(44)	256,2	0,00127	0,0449	1116(266,6)	2798(669,4)	1676(401,7)	0,0686	0,0810	3077(734,7)	3364(803,1)
10,8(110)	317,3	0,00148	0,0162	1445(345,2)	2707(646,7)	1260(301,5)	0,0241	0,0302	3008(718,2)	3326(794,1)
13,5(140)	335,6	0,00161	0,0118	1558(373,6)	2643(631,1)	1078(257,5)	0,0177	0,0230	2742(654,7)	3214(767,0)
21,9(223)	373,6	0,00265	0,0038	1990(478,0)	2205(526,6)	203(48,6)	0,0064	0,0132		

В табл. 6-1 приведены основные характеристики воды и пара при некоторых значениях давления от 0,1 до 21,9 МПа (от 1 до 223 кгс/см²). Как видно из табл. 6-1, удельный объем воды с повышением давления очень медленно возрастает, в то время как удельный объем насыщенного пара с повышением давления сильно уменьшается.

Энтальпия воды с повышением давления быстро возрастает, а энтальпия насыщенного пара сначала медленно растет [до давления 3,4 МПа (35 кгс/см²)], а затем уменьшается.

При одном и том же давлении удельный объем и энтальпия перегретого пара выше, чем насыщенного пара, и возрастают при повышении температуры пара.

При давлении около 22,1 МПа (225 кгс/см²), называемом критическим, удельный объем и энтальпия воды и сухого насыщенного пара становятся равными друг другу. В этих условиях происходит мгновенное превращение воды в пар без затраты тепла.

Теплота парообразования с повышением давления уменьшается и при критическом давлении становится равной нулю. Это означает, что при критическом давлении вся масса воды, будучи нагретой до определенной температуры, превращается в насыщенный пар без затрат дополнительного тепла.

6.2. СПОСОБЫ РАСПРОСТРАНЕНИЯ И ПЕРЕДАЧИ ТЕПЛА

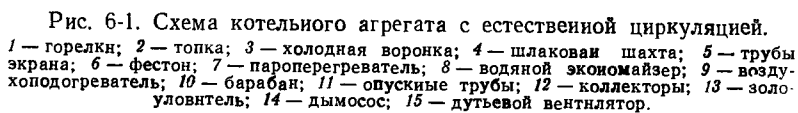
Передача тепла от одного тела к другому или от одних частей тела к другим его частям, вызываемая разностью температур, называется теплообменом (теплопередачей).

Переход тепла происходит самопроизвольно от тел с более высокой температурой к телам с меньшей температурой.

Теплообмен между телами может совершаться двумя способами: излучением (радиацией) и соприкосновением. В первом слу-

Во втором случае, т. е. при соприкосновении двух тел, тепло распространяется от более нагретого к менее нагретому телу.

Передача тепла соприкосновением от стенки к жидкости и дальнейшее его распространение в жидкости путем конвекции называются конвективным теплообменом.



Рассмотрим подробнее, как происходит теплопередача каждым из этих способов.

Распространение тепловых лучей происходит по тем же законам, что и световых лучей, во все стороны от излучающего тела. Лучи отражаются от светлых и полированных тел и поглощаются темными и шероховатыми. Передача тепла излучением значительно интенсивнее, чем передача тепла соприкосновением, и зависит от температуры тел, излучающих и воспринимающих тепло.

В современных котельных агрегатах ядро (центр) факела в топке, имеющее температуру 1500—1600°C, излучает тепло, воспринимаемое трубами, расположенными по стенам топки. По мере удаления от ядра факела температура газов снижается у стен топки и при выходе из нее до 1000—1200°C. По мере снижения температуры дымовых газов резко уменьшается количество тепла, передаваемое трубам котла путем излучения.

Передача тепла от дымовых газов после снижения их температуры примерно до 600°C происходит главным образом путем соприкосновения.

Количество тепла, передаваемого от дымовых газов в единицу времени конвективным теплообменом, зависит от разности температуры газов и наружной поверхности труб, т. е. температурного напора, величины поверхности и коэффициента теплопередачи конвекцией, представляющей собой количество тепла, передаваемого 1 м² поверхности труб в час при температурном напоре, равном 1°C.

Коэффициент теплопередачи измеряется в кДж/(м²·ч·°C) [ккал/(м²·ч·°C)], значение его зависит от физических свойств газов или жидкостей, скорости их движения и т. п.

При температуре продуктов сгорания более 600°C передача тепла от них к поверхности труб происходит лучеиспусканием и конвекцией. При этом чем выше температура дымовых газов, тем большая доля тепла передается лучеиспусканием. Поэтому в топке котла большая часть тепла передается радиацией, и поверхность нагрева, расположенная в топке, называется радиационной.

Поверхностям нагрева, омываемым дымовыми газами с более низкой температурой, большая часть тепла передается конвекцией, поэтому эти поверхности нагрева называются конвективными.

Передача тепла теплопроводностью происходит внутри стенки стальных труб. Количество тепла, передаваемое теплопроводностью, зависит от физических свойств тела, толщины стенки и температурного напора. Характеристикой теплопроводности тела является его коэффициент теплопроводности, представляющий собой количество тепла, проходящего через 1 м толщины тела в единицу времени при температурном напоре, равном 1°C, величина этого коэффициента измеряется в кДж/(м·ч·°C) [ккал/(м·ч·°C)].

Следует отметить, что коэффициент теплопроводности стали очень высок, поэтому температура внутренней поверхности трубы незначительно отличается от температуры наружной ее поверхности.

Температура стенок труб на несколько десятков градусов выше температуры рабочей среды, причем эта разница температур меньше в трубах водяного экономайзера, увеличивается в трубах испарительных поверхностей и достигает наибольшего значения в трубах пароперегревателей.

6.3. КОТЕЛЬНЫЕ АГРЕГАТЫ С ЕСТЕСТВЕННОЙ ЦИРКУЛЯЦИЕЙ

Принципиальная схема современного мощного котельного агрегата с естественной циркуляцией, работающего на угольной пыли, показана на рис. 6-1. Угольная пыль вдувается в топочную камеру вместе с необходимым для горения воздухом через горелки. В топочной камере мелкие частицы угля сгорают, образуя факел.

Стены топочной камеры покрыты трубами, образующими радиационные поверхности нагрева (экраны). По ним циркулирует вода, которая под влиянием излучения факела кипит, образуя пар. При этом про-

дукты сгорания охлаждаются, и на выходе из топочной камеры их температура обычно снижается до 1000—1200°C.

Омывая разреженный пучок труб (фестон) или отдельные змеевики пароперегревателя (ширмы), дымовые газы передают им тепло частично конвекцией, частично радиацией и далее входят в горизонтальный газоход, в котором располагаются змеевики конвективного пароперегревателя.

По змеевикам движется пар, который, отнимая тепло от продуктов сгорания, перегревается до температуры 510—545°C.

Продукты сгорания, охлажденные в пароперегревателе до 500—600°C, поворачивают в вертикальный газоход, в котором расположены трубы водяного экономайзера. Через трубы проходит питательная вода, которая в них нагревается и поступает в барабан котельного агрегата для пополнения испарившейся воды.

Далее продукты сгорания поступают в воздухоподогреватель, где, проходя внутри трубок, подогревают воздух, подаваемый затем в топку.

Продукты сгорания охлаждаются в воздухоподогревателе до температуры 110—180°C и поступают в золоуловитель, в котором отделяется летучая зола, а затем дымососом выбрасываются в атмосферу через дымовую трубу высотой до 320 м.

Холодный воздух забирается сверху котельной дутьевым вентилятором и подается через воздухоподогреватель в топку.

К барабану присоединены многочисленные трубы водяных экранов, по которым в него поступает пароводяная смесь. В барабане пар отделяется от воды и поступает в пароперегреватель, а оставшаяся вода смешивается с подаваемой питательной водой и по опускным необогреваемым трубам, расположенным снаружи топочной камеры, поступает к нижним коллекторам экранов. Из коллекторов вода распределяется по трубам экрана и, поднимаясь по ним, частично испаряется за счет излучения факела; получившаяся пароводяная смесь поступает в барабан.

Таблица 6-2

Доля тепла, передаваемого через различные поверхности нагрева

Давление первичного пара, МПа (кгс/см ²)	Темпера- тура пере- гретого пара, °C	Темпера- тура пита- тельной воды, °C	Доля тепла, передаваемого через различные поверхности нагрева, %				
			Испари- тельные	Пароперегревательные			Экономай- зерные
				Первичного пароперегре- вателя	Промежуточ- ного паропере- гревателя	Всего	
4 (40)	440	145	62	19	—	19	19
9,8 (100)	540	215	49	30	—	30	21
13,5 (140)	560	230	39	36	—	36	25
13,5 (140)	545/545	230	32	29	17	46	22
25 (255)	545/545	260	—	46	18	64	36

Подъем пароводяной смеси по трубам экранов и опускание воды по опускным трубам, т. е. циркуляция, происходит за счет разности веса столбов воды в опускных трубах и пароводяной смеси в трубах экрана.

Котельные агрегаты, в которых циркуляция воды по трубам осуществляется при помощи специального насоса, называются котельными агрегатами с многократной принудительной циркуляцией. Так как таких агрегатов в СССР имеется мало, в дальнейшем они не рассматриваются.

Для лучшего использования тепла факела у многих современных котельных агрегатов паропроизводительностью 400 т/ч и выше топочную камеру делят на две части двусветным экраном, трубы которого обогреваются лучистым теплом факела из обеих половин топки (рис. 6-2). В такой топке — две холодные воронки, в которых происходят охлаждение и затвердевание выпавших из факела частиц спекшейся золы, образующих шлак, падающий в шлаковый бункер и удаляемый из него различными способами (см. гл. 15).

Пароперегреватель современного котельного агрегата, в который поступает пар из барабана, вызывается первичным пароперегревателем.

С повышением давления пара расширение пара в турбине приводит к тому, что из него выделяются капли воды, т. е. пар частично конденсируется на последних лопатках турбины, что недопустимо, так как при большой скорости удары этих капель вызывают износ деталей турбины. Во избежание этого, а также с целью повышения экономичности работы установки в современных котельных агрегатах с рабочим давлением 13,5 МПа (140 кгс/см²) и выше применяется вторичный перегрев в промежуточном пароперегревателе, служащем для перегрева пара, возвращаемого из одной из промежуточных ступеней турбины.

Доля тепла, передаваемого через различные поверхности нагрева котельных агрегатов на различные параметры, приведена в табл. 6-2.

Как видно из табл. 6-2, если в котельных агрегатах среднего давления на

перегрев первичного пара затрачивается около 20% всего тепла, воспринимаемого агрегатом от дымовых газов, то в котельных агрегатах с рабочим давлением 13,5 МПа (140 кгс/см²) на долю пароперегревателя приходится около 35% воспринимаемого котельным агрегатом тепла, а при наличии промежуточного перегрева пара — до 50% тепла.

В котельных агрегатах сверхкритического давления на перегрев пара затрачивается еще большая доля тепла (более 60%). Поэтому первичные пароперегреватели современных котельных агрегатов высокого и сверхкритического давления имеют три части: радиационную, полурадиационную и конвективную.

Радиационная часть пароперегревателя покрывает стены и потолок топочной камеры.

Полурадиационная часть — ширмовый пароперегреватель, обычно располагаемый в зоне выхода дымовых газов из топки.

Конвективная часть состоит из змеевиков, которые собираются в пакеты, размещаемые в газоходах котла за топочной камерой.

С повышением рабочего давления обеспечение надежной естественной циркуляции воды в котле вследствие уменьшения разности удельных весов воды и пара становится все более затруднительным.

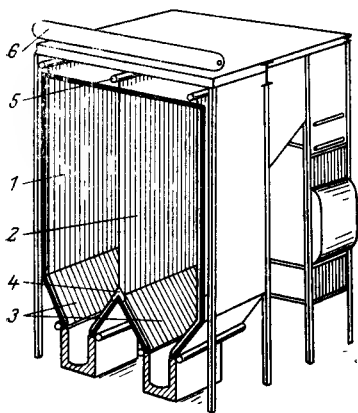


Рис. 6-2. Расположение двусветного экрана котельного агрегата высокого давления производительностью 420 т/ч. Передняя стена топки и фронтальной экран условно не показаны.

1 — левый боковой экран; 2 — двусветный экран; 3 — холодная воронка; 4 — развилки в нижней части двусветного экрана; 5 — верхняя камера двусветного экрана; 6 — барабан.

В настоящее время принято считать, что создание надежно работающих котельных агрегатов с естественной циркуляцией возможно лишь для рабочего давления не свыше 18,1 МПа (185 кгс/см²).

Котельные агрегаты с более высоким давлением выполняют прямоточными.

6-4. ПРЯМОТОЧНЫЕ КОТЕЛЬНЫЕ АГРЕГАТЫ

В прямоточных котельных агрегатах циркуляция пароводяной смеси в трубах происходит принудительно, при помощи питательных насосов.

Первые прямоточные котельные агрегаты в СССР конструкции Рамзина (рис. 6-3, а) имели почти горизонтальную навивку труб 4 топочной камеры. В нижние концы этих труб входит вода, нагретая в водяном экономайзере 2, а из верхних концов выходит пароводяная смесь.

Расположение труб на фронтальной и задней стенках топки горизонтальное, а на боковых стенах — с небольшим уклоном.

Эти трубы называются радиационной частью котельного агрегата; в них большая часть воды превращается в пар, воспринимая тепло путем радиации. Из труб радиационной части пароводяная смесь направляется в дополнительную поверхность нагрева, называемую переходной зоной, где завершается испарение воды, находящейся в пароводяной смеси. Необходимость устройства переходной зоны диктуется тем, что в прямоточном агрегате вода полностью испаряется в трубах за один ход; при этом часть находящихся в воде солей оседает на внутренней поверхности сравнительно небольшого участка труб, в котором завершается испарение воды.

Переходная зона выделена в отдельный конструктивный элемент, расположенный между пароперегревателем и воздухоподогревателем, в зоне более низкой температуры дымовых газов, где небольшой слой накипи создает меньшую опасность перегрева металла труб, чем в зоне более высоких температур газов.

Из переходной зоны пар поступает в пароперегреватели. Таким образом, вода проходит весь агрегат без многократной циркуляции, напрямую, поэтому такие котлы и называются прямоточными. Прямоточный котельный агрегат не имеет барабана, что удешевляет его.

Принудительное движение воды и пароводяной смеси (среды) в прямоточных котельных агрегатах позволяет применять повышенную

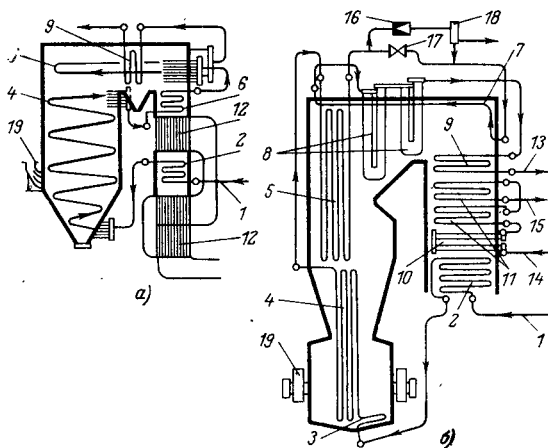


Рис. 6-3. Схемы прямоточных котельных агрегатов.

а — котельный агрегат Рамзина докритического давления; б — котельный агрегат сверхкритического давления; 1 — вход питательной воды; 2 — водяной экономайзер; 3 — подовый экран; 4 — НРЧ; 5 — ВРЧ; 6 — переходная зона; 7 — потолочный экран; 8 — ширмовый перегреватель; 9 — конвективная часть первичного пароперегревателя; 10 — газопаровой теплообменник; 11 — промежуточный пароперегреватель; 12 — воздухоподогреватель; 13 — выход парового пара; 14 и 15 — вход и выход пара из промежуточного пароперегревателя; 16 — дроссельный клапан; 17 — встроенная задвижка; 18 — растопочный сепаратор; 19 — пылеугольная горелка.

скорость движения среды и соответственно трубы меньшего диаметра по сравнению с котлами с естественной циркуляцией.

Из-за повышенной скорости движения среды расход электроэнергии на привод питательного насоса для прямоточных котлов выше, чем для котлов с естественной циркуляцией. Для обеспечения более равномерной температуры нагрева среды при входе в каждый виток радиационной части устанавливаются дроссельные шайбы, сужающие сечение труб. На пути движения рабочей среды помещают смесительные коллекторы, разделяющие поверхность нагрева на отдельные участки: водяной экономайзер, радиационную часть, переходную зону и пароперегреватель.

В водяном экономайзере не догревают воду до температуры кипения, так как равномерное распределение пароводяной смеси по виткам радиационной части крайне затруднительно.

В переходной зоне вода испаряется и полученный пар частично перегревается (на 50—60°C), чтобы исключить занос солей каплями влажного пара в пароперегреватель при изменении режима работы котла.

В современных прямоточных котлах на сверхкритическое давление радиационная часть выполнена в виде прямых вертикальных или изогнутых труб, образующих вертикальные панели (рис. 6-3,б).

В котлах большой производительности по высоте топочной камеры располагают нижнюю радиационную часть (НРЧ), верхнюю радиационную часть (ВРЧ), а иногда и среднюю радиационную часть (СРЧ).

Все панели радиационной части топки имеют входные и выходные коллекторы, соединенные между собой необогреваемыми перепускными трубами.

Котельные агрегаты, работающие под наддувом. В последние годы получают распространение котельные агрегаты, работающие без дымососов, под наддувом, создаваемым дутьевыми вентиляторами (воздуходувками). В топке и газоходах этих котлов устанавливается избыточное давление, которое и обеспечивает движение дымовых газов. Давление в топке составляет 3,5—6,0 кПа (350—600 мм вод. ст.).

Котлы, работающие под наддувом, не имеют присосов холодного воздуха, вследствие чего их к. п. д. несколько выше за счет уменьшения потерь тепла с уходящими газами.

Необходимая плотность газового тракта котла обеспечивается изготовлением стен топки, переходного газохода и конвективной шахты из цельносварных трубных панелей (см. § 7-3).

Следует отметить, что котлы под наддувом получают в последние годы широкое распространение для энергоблоков мощностью 300 МВт и выше.

6-5. ПОТЕРИ ТЕПЛА И К. П. Д. КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА

Не все тепло топлива, вводимое в топку котла, переходит в тепло пара; часть тепла теряется. Рассмотрим потери тепла, происходящие в котельном агрегате (рис. 6-4).

Наибольшей потерей является тепло, уносимое с уходящими дымовыми газами, которые в современных котельных установках имеют температуру, °С:

Для сухих топлив	110—140
Для влажных топлив	140—160
Для очень влажных топлив	160—180
Для высокосернистых мазутов	150—160
Для сернистых мазутов	130—140
Для природного газа	110—120

В котлах большой паропроизводительности эта потеря тепла составляет 5—8% всего затраченного тепла топлива.

Увеличение избытка воздуха в топке и присосы воздуха в газоходах котла повышают объем дымовых газов, а следовательно, и потерю с уходящими газами. Поэтому эта потеря выше у котлов, работающих на угольной пыли, по сравнению с котлами, работающими на газе и мазуте.

Величина этой потери зависит также от степени загрязнения поверхности нагрева котла золой или сажей, так как через загрязненную поверхность передача тепла воде, пару или воздуху ухудшается, в результате чего повышается температура уходящих газов.

Второй по величине является потеря тепла, вызванная тем, что сгорает не все топливо, поданное в топку. Несгоревшие крупные частицы топлива удаляются вместе со шлаком, а более мелкие уносятся дымовыми газами из котельного агрегата. Тепло, которое эти частицы могли бы выделить при сгорании, **теряется** и называется потерей от механического недожога.

Третьим видом потерь тепла является потеря от химического недожога топлива. Химический недожог вызывается неполным сгоранием различных горючих газов в пределах топочной камеры. При недостаточном количестве воздуха, например, углерод топлива, сгорая, образует не углекислый газ CO_2 , а окись углерода CO , при этом каждый килограмм сгоревшего углерода выделяет не 33 700 кДж (8050 ккал), а только 9920 кДж (2370 ккал) тепла.

Общая потеря тепла от механического и химического недожога при сжигании угля с большим выходом летучих в пылевидном состоянии в современных крупных котельных агрегатах не превышает 1% всего тепла топлива.

При сжигании антрацита и других трудновоспламеняемых топлив эти потери увеличиваются до 3—5%, причем потери тепла увеличиваются главным образом за счет механического недожога.

Четвертым видом потерь тепла является потери в окружающую среду. Часть выделившегося в топке тепла теряется через обмуровку и тепловую изоляцию нагретых частей котла и затрачивается на нагревание окружающего воздуха. Потеря в окружающую среду относительно невелика и для котлов большой паропроизводительности не превышает 0,3%. Эта потеря возрастает у котельных агрегатов малой паропроизводительности. Абсолютная величина потери в окружающую среду резко возрастает при недостаточной тепловой изоляции котельного агрегата, трубопроводов и газозабопроводов.

В котельных агрегатах, работающих с жидким шлакоудалением, существенной является потеря тепла с раскаленным шлаком.

Коэффициент полезного действия (к. п. д.) котельного агрегата брутто показывает, какая часть тепла, вводимого с топливом в топку котельного агрегата, используется на получение пара. Значение к. п. д. характеризует экономичность котельного агрегата.

Коэффициент полезного действия котельного агрегата брутто можно определить по формуле

$$\eta = \frac{D \cdot (i_{\text{пе}} - i_{\text{п.в}}) \cdot 100}{B Q_{\text{п}}}, \quad \%,$$

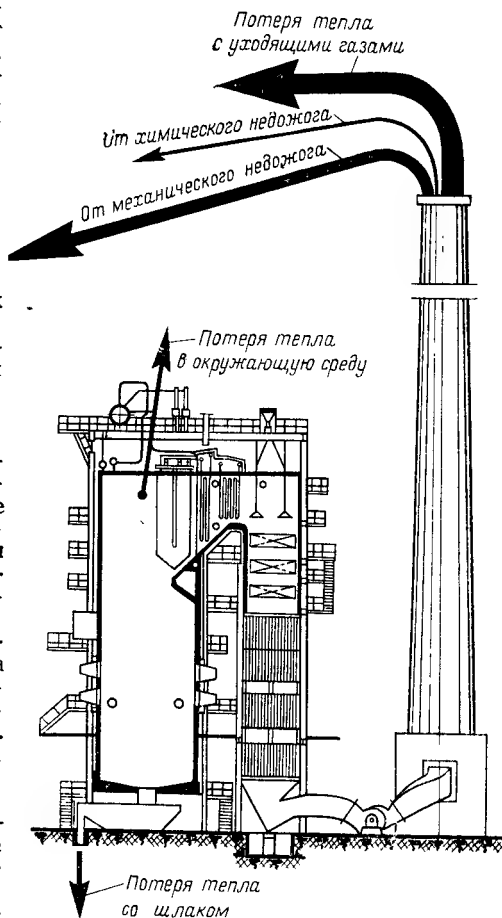


Рис. 6-4. Основные потери тепла в котельном агрегате.

где D — количество производимого котельным агрегатом перегретого пара, кг/ч; $i_{пе}$ — энтальпия перегретого пара, кДж/кг (ккал/кг); $i_{п.в}$ — энтальпия питательной воды, поступающей в водяной экономайзер, кДж/кг (ккал/кг); B — расход топлива, кг/ч; $Q_{Рн}$ — низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг (ккал/кг).

Формула (6-1) действительна для котельных агрегатов без промежуточного перегревателя.

Коэффициент полезного действия брутто современных котельных агрегатов большой паропроизводительности при сжигании каменного угля достигает 90%, а при сжигании газа и мазута 93%.

Кроме к. п. д. брутто, установлен показатель к. п. д. нетто, который учитывает также тепло, затрачиваемое на выработку электроэнергии, которую расходуют на привод вспомогательных механизмов котельного цеха (дымососов, дутьевых вентиляторов, а при сжигании твердого топлива — механизмов пылеприготовительной установки).

Коэффициент полезного действия нетто котельных агрегатов большой производительности на 5—7 % ниже, чем к. п. д. брутто.

6-6. КОМПОНОВКА СОВРЕМЕННЫХ КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ

Компоновка (взаимное расположение элементов) современных отечественных котлоагрегатов как с естественной циркуляцией, так и прямоточных, чаще всего выполняется по П-образной схеме (рис. 6-1), имеющей два вертикальных и один горизонтальный газоход.

В первом вертикальном газоходе расположена топка с радиационными поверхностями нагрева, и движение газов в нем направлено вверх; в горизонтальном газоходе размещается пароперегреватель или его часть, а во втором вертикальном газоходе размещены конвективные поверхности нагрева — пароперегреватель, водяной экономайзер и воздухоподогреватель; здесь газы двигаются сверху вниз. В некоторых компоновках воздухоподогреватель размещается отдельно.

Основным преимуществом П-образной компоновки является возможность размещения тягодутьевых и золоулавливающих устройств на уровне земли, что значительно уменьшает нагрузку на строительные конструкции здания, облегчает их и удешевляет. Уменьшается также площадь котельной за счет уменьшения размеров котельного агрегата в плане.

Для достижения интенсивной теплопередачи нужно обеспечить достаточно большую разность температур между дымовыми газами и водой или паром внутри обогреваемых труб. Поэтому различные поверхности нагрева располагают в газоходах так, чтобы омывающие их дымовые газы имели значительно более высокую температуру, чем нагреваемые вода, пар или воздух.

Кроме П-образной компоновки, существуют и другие их виды.

Таганрогский котельный завод разработал Т-образную компоновку для котельных агрегатов с естественной циркуляцией паропроизводительностью 500 т/ч (ТП-90) и 640 т/ч (ТП-100). На рис. 6-5,а показана Т-образная компоновка котельного агрегата ТП-100 паропроизводительностью 640 т/ч для сжигания антрацитового штыба. При этой компоновке топка расположена между двумя вертикальными опускными газоходами. В горизонтальных газоходах расположены последовательно ширмы и конвективная часть первичного пароперегревателя.

В опускных газоходах размещены конвективный и промежуточный пароперегреватели, водяной экономайзер и трубчатый воздухоподогреватель.

Завод имени Орджоникидзе в г. Подольске создал прямоточный котельный агрегат Т-образной компоновки паропроизводительностью 1000 т/ч (П-59) для сжигания подмосковного угля.

Котельные агрегаты Т-образной компоновки получили меньшее пространство из-за необходимости большей площади здания котельной.

На рис. 5-5,6 представлен котельный агрегат Таганрогского котельного завода ТП-67, имеющий N-образную компоновку и предназначенный для сжигания сланцев и других топлив с очень легкоплавкой золой. Во избежание сильного налипания золы на трубах весь пароперегреватель выполнен в виде вертикальных ширм с шагом 0,5 м, что и потребовало устройства третьего вертикального газохода.

Для мощных котельных агрегатов разрабатывают башенную компоновку, при которой продукты сгорания в топке и конвективной шахте движутся вверх. Преимуществами этой компоновки являются минималь-

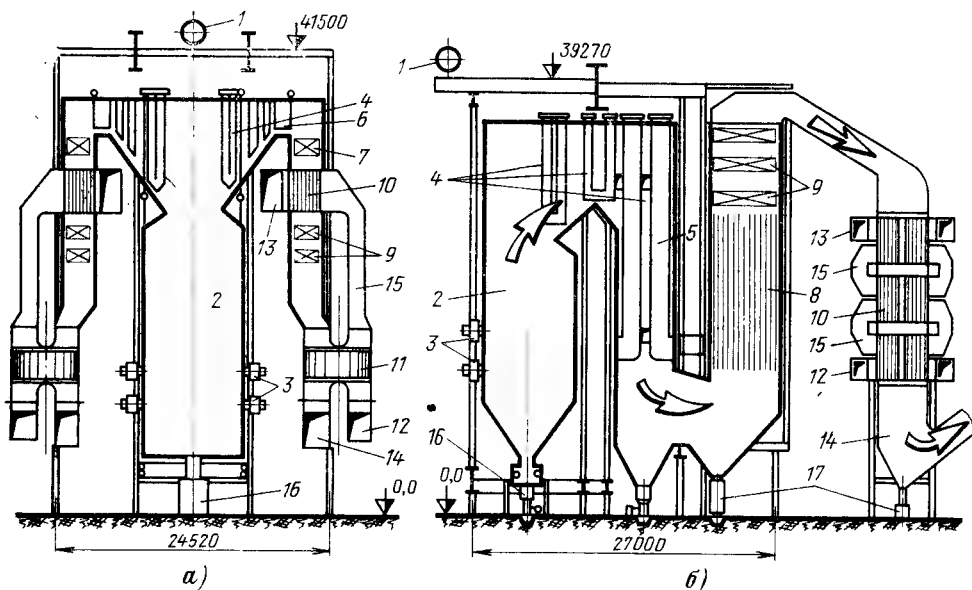


Рис. 6-5. Компоновка котельных агрегатов.

а — Т-образный котельный агрегат ТП-100 производительностью 640 т/ч для сжигания антрацита (разрез по длине котельной); б — продольный разрез N-образного котельного агрегата ТП-67 для сжигания сланцев; 1 — барабан; 2 — топка; 3 — горелки; 4 — ширмы первичного пароперегревателя; 5 — ширмы промежуточного пароперегревателя; 6 — конвективный первичный пароперегреватель; 7 — конвективный промежуточный пароперегреватель; 8 — ширмы экономайзера; 9 — конвективный экономайзер; 10 и 11 — трубчатый и регенеративный воздухоподогреватели; 12 и 13 — вход и выход воздуха из воздухоподогревателя; 14 — выход дымовых газов; 15 — перепускной воздухоподогреватель; 16 — аппарат гидравлического шлакоудаления; 17 — аппарат для удаления летучей золы.

ная площадь, занимаемая котельным агрегатом, минимальное газовое сопротивление и более равномерное омывание газами конвективных поверхностей нагрева. К недостаткам компоновки относятся сложность конструкций для опирания конвективных поверхностей, размещение на большой высоте выходных пакетов пароперегревателей и вентиляторов.

В настоящее время котельные агрегаты с башенной компоновкой проектируются для энергоблоков мощностью 500 МВт.

6.7. ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СОВРЕМЕННЫХ КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ

В табл. 6-3 приведены основные технические характеристики выпускаемых отечественными заводами котельных агрегатов с естественной циркуляцией, а в табл. 6-4 — прямоточных.

Основные технические характеристики котельных агрегатов с естественной циркуляцией

Маркировка		Паропроизводительность, т/ч	Параметры пара				Топливо	Способ удаления шлака	Компоновка котла	Число ступеней испарения	Габариты, м			Примечание
			Давление, МПа (кгс/см²)	Температура перегретого пара, °С		Верхняя отметка					Ширина фронта по осям колонн	Глубина по осям колонн		
заводская	по ГОСТ	первичного		промежуточного										
			Таганрогский котельный завод (ТКЗ)											
ТП-13	Е-220/100	220	9,8(100)	560	—	Каменные угли, коксовый и доменный газы	В твердом состоянии	П	2	31,1	16,3	11,2	—	
ТГМ-151	Е-220/100ГМ	220	9,8(100)	560	—	Природный газ и мазут	—	П	2	26,6	10,4	13,4	Для открытой установки в сейсмически опасном районе	
ТГМ-84	Е-420/140ГМ	420	13,5(140)	560	—	Природный газ и мазут	—	П	3	31,4	15,4	13,9	Для питания паром теплофикационной турбины 110 МВт	
ТП-87	Е-420/140	420	13,5(140)	560	—	АШ, тощий уголь, природный газ	В твердом состоянии	П	2,3	39,7	15,8	18,2	—	
ТП-93	Е-480/140ГМ	480	13,5(140)	545	545	Природный газ и мазут	—	П	2	32,8	16,0	16,0	—	
ТП-100	Е-640/140Ж	640	13,5(140)	545	545	АШ, тощие угли и природный газ	В жидком состоянии	Т	2	43,5	30,8	20,4	Для энергосбора 240 МВт	
Т-108	Е-640/140	640	13,5(140)	545	545	Фрезерный торф	В твердом состоянии	П	2	43,3	15,0	20,9	То же	
Ермаковский котельный завод (ЕКЗ)														
БКЗ-210-140	Е-210/140	210	13,5(140)	560	—	АШ и тощие угли	В твердом состоянии	П	2	33,2	8,1	16,0	—	
БКЗ-320-140	Е-320/140	320	13,5(140)	560	—	Каменные угли	То же	П	2	34,2	13,2	17,2	—	
БКЗ-320-140ГМ	Е-320/140ГМ	320	13,5(140)	560	—	Природный газ и мазут	—	П	2	27,4	13,3	12,7	—	
БКЗ-420-140ГМ	Е-420/140ГМ	420	13,5(140)	560	—	Природный газ и мазут	—	П	2	31,5	13,2	14,5	—	

Основные технические характеристики прямооточных котлоагрегатов

Маркировка		Давление, МПа (кгс/см²)	Параметры пара		Топливо	Способ удаления шлака	Компоновка котла	Газовый тракт: Р — разряжение, Н — наддув	Габариты			Примечание	
заводская	по ГОСТ		первичного	температура перегретого пара, °С					Верхняя отметка	Ширина фронта по осям котлов (подвесных стоек)	Глубина по осям котлов (подвесных стоек)		
Таганрогский котельный завод (ТКЗ)													
ТНП-210	П _н 950/255Ж	25 (255)	545	545	АШ, тощие угли и природный газ	В жидком состоянии	П	Р	46,5	12,0	19,0	Два симметричных корпуса для блока 300 МВт	
ТНП-312	П _н 950/255Ж	25 (255)	545	545	ГСШ	То же	П	Р	51,0	20,0	25,5	Однокорпусный для блока 300 МВт	
ТГМП-314	П _н 950/255ГМ	25 (255)	545	545	Природный газ, мазут	—	П	Р	42,0	20,2	25,5	То же	
ТГМП-324	П _н 950/255ГМ	25 (255)	545	545	То же	—	П	Н	49,5	20,2	25,5	" "	
ТГМП-204	П _н 2650/255ГМ	25 (255)	545	545	" "	—	П	Н	55,3	21,2	29,0	Однокорпусный для блока 800 МВт	
ТГМП-1202	П _н 3950/255ГМ	25 (255)	545	545	" "	—	П	Н	55,3	31,8	29,7	Для блока 1200 МВт	
Подольский завод им. Орджоникидзе (ЗиО)													
П-59	П _н 950/255	25 (255)	545	545	Подмосковный бурый уголь	В твердом состоянии	Т	Р	66,5	36,0	24,0	Однокорпусный для блока 300 МВт	
П-57	П _н 1650/255	25 (255)	545	545	Экстабзуский каменный уголь	То же	Т	Н	63,0	36,0	24,0	Однокорпусный для блока 500 МВт	
П-61	П _н 2650/255	25 (255)	545	545	Природный газ, мазут	—	Т	Н	72,3	47,1	22,0	Однокорпусный для блока 800 МВт	

КОНСТРУКЦИЯ ОТДЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ

7-1. КАРКАСЫ

Каркас представляет собой металлическую конструкцию, предназначенную для установки всех элементов котельного агрегата: барабана, поверхностей нагрева и коллекторов, обмуровки, изоляции и обшивки трубопроводов и коробов, помостов, лестниц для обслуживания и др.

Существуют каркасы с самостоятельным фундаментом, не связанным со строительной конструкцией здания, и каркасы, совмещенные с несущими конструкциями здания. В конструкциях с самостоятельным фундаментом каркас воспринимает всю весовую нагрузку котельного агрегата и передает ее на фундамент.

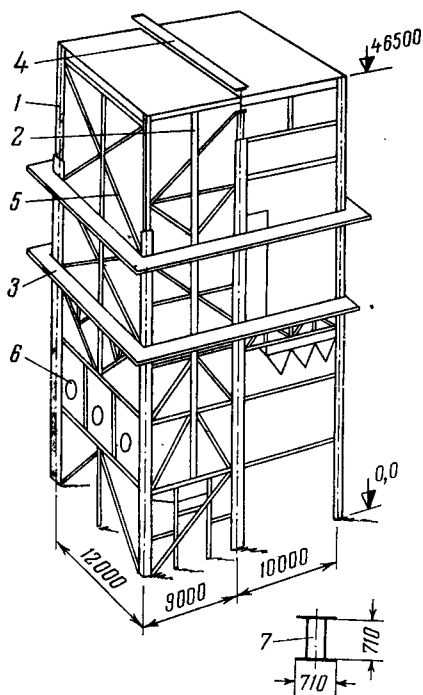


Рис. 7-1. Схема каркаса правого корпуса пылеугольного котельного агрегата сверхкритического давления типа ТПП-210А (показаны фронтальная и правая боковая стены).

1 — основная колонна; 2 — вспомогательная колонна; 3 — горизонтальная ферма; 4 — потолочная балка; 5 — диагональная связь; 6 — отверстия для горелок; 7 — поперечное сечение основной колонны.

Каркас современного котельного агрегата большой паропроизводительности (рис. 7-1) имеет очень сложную конструкцию и состоит из вертикальных колонн, соединяющих их горизонтальных ферм, балок и диагональных связей. Сверху колонны соединены опорными балками и потолочным перекрытием. Почти все элементы каркаса — колонны, фермы балки и связи — соединяют сваркой, что обеспечивает устойчивость и прочность каркаса. Только балки, могущие при тепловом расширении или изгибе создавать значительные дополнительные напряжения в колоннах, свободно опираются на каркас и прикрепляются болтами через овальные отверстия. Нижняя часть колонн имеет опорные башмаки, передающие массу котельного агрегата на фундамент. Башмаки жестко прикрепляют к фундаменту и заливают бетоном.

К каркасу относятся также обшивочные щиты и рамы, на которые опираются обмуровка и отдельные поверхности нагрева. Основные колонны и балки изготавливаются сварными из листовой стали, а более мелкие элементы каркаса — из швеллеров и проката других профилей.

У котельных агрегатов с естественной циркуляцией большая часть нагрузки от барабана и экранов, висящих на верхних коллекторах, передается на верхнюю часть каркаса. В прямоточных котлах значительная часть нагрузки от веса трубных панелей НРЧ, СРЧ и ВРЧ переда-

ется на среднюю и нижнюю части каркаса, что позволяет уменьшить сечение верхней части основных колонн.

Нагрузка каркаса от массы элементов котла вызывает сжатие и изгиб колонн и основных балок. Прогиб колонн предотвращают установкой горизонтальных промежуточных балок и ферм.

Кроме того, в элементах каркаса возникают напряжения в результате неравномерных тепловых расширений этих элементов. Эти напряжения могут стать опасными только в случае повреждения обмуровки и перегрева несущих элементов каркаса.

Каркас может подвергаться действию горизонтальных нагрузок, стремящихся его опрокинуть. Горизонтальные нагрузки возникают от действия ветра при открытой и полукрытой установке агрегата и во время землетрясения. Возможность опрокидывания предотвращается установкой диагональных связей между колоннами.

Площадки обслуживания, выполненные в виде горизонтальных рам и ферм, приваренных к каркасу, увеличивают прочность и жесткость каркаса. Размеры площадок и лестниц, угол наклона последних и другие особенности их конструкции устанавливаются правилами Госгортехнадзора СССР.

На основном несущем каркасе укрепляют обшивочные рамы, к которым прикрепляют обмуровку и трубы радиационных поверхностей нагрева.

В последние годы получили распространение щитовые каркасы. На фундаменте котельного агрегата устанавливается портал, имеющий высоту нижних отметок поверхностей нагрева. На портале размещают вертикальные обшивочные щиты, рамы которых выполнены из швеллеров или двутавров. К щитам прикрепляют поверхности нагрева и обмуровку. Таким образом, щитовые каркасы не имеют отдельных несущих колонн. На нижний ярус щитов опирается верхний ярус, на щиты которого в свою очередь опираются горизонтальные потолочные балки. Щиты соединяются между собой с помощью сварки. Каркас щитового типа применяется для прямоточных котельных агрегатов, у которых трубные панели радиационной части крепятся к соответствующим обшивочным щитам, а также для котельных агрегатов с естественной циркуляцией Барнаульского котельного завода производительностью до 420 т/ч. Щитовые каркасы дают экономию металла в размере 5—7% и облегчают монтажные работы.

Совмещенный со зданием каркас применяют в котельных агрегатах с наддувом, например в котельном агрегате типа ТГМП-204 паропроизводительностью 2650 т/ч (см. рис. 8-9), в котором тяжелая обмуровка заменяется тепловой изоляцией. При этом все поверхности нагрева вместе с изоляцией, обшивкой и другими элементами подвешивают к мощным перекрытиям здания со свободным расширением вниз. Каркас обеспечивает жесткость сварных экранных панелей, воспринимает давление наддува и служит опорной конструкцией для помостов и лестниц.

7-2. БАРАБАНЫ, УСТРОЙСТВА ДЛЯ СЕПАРАЦИИ ВЛАГИ ОТ ПАРА И СТУПЕНЧАТОЕ ИСПАРЕНИЕ

Бараны современных отечественных котельных агрегатов высокого давления с естественной циркуляцией имеют внутренний диаметр 1600 мм, толщину стенок до 100 мм и длину до 20 м. Масса такого барабана составляет около 100 т. Барабаны изготавливают сварными из листовой стали, они имеют штуцера, к которым привариваются трубы.

Беспрепятственное тепловое расширение барабанов обеспечивается роликовыми опорами, устанавливаемыми на основных балках каркаса. Во время работы барабан удлиняется на 70—100 мм (рис. 7-2).

Выходящий из барабана пар не должен уносить с собой в пароперегреватель капли воды, так как при испарении воды содержащиеся в ней

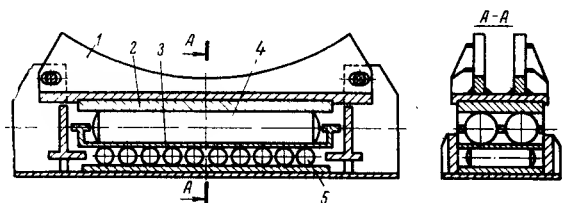


Рис. 7-2. Подвижная роликовая опора барабана котельного агрегата.

1 — подушка; 2 — плита; 3 — обойма; 4 — поперечные ролики; 5 — продольные ролики.

соли могут отлагаться в трубах, что связано с опасностью их пережога. Для уменьшения уноса воды из барабана паром внутри барабана устанавливают сепарационные устройства, предназначенные для отделения (сепарации) влаги от пара.

При работе котла с высокой нагрузкой возникает явление «фонтанирования» воды над ее уровнем в мес-

тах поступления пароводяной смеси из экранов в водяное пространство барабана. Высота «фонтанов» возрастает с увеличением нагрузки котла. Дырчатые листы, установленные над местом ввода пароводяной смеси, под уровнем воды, уменьшают высоту «фонтанов».

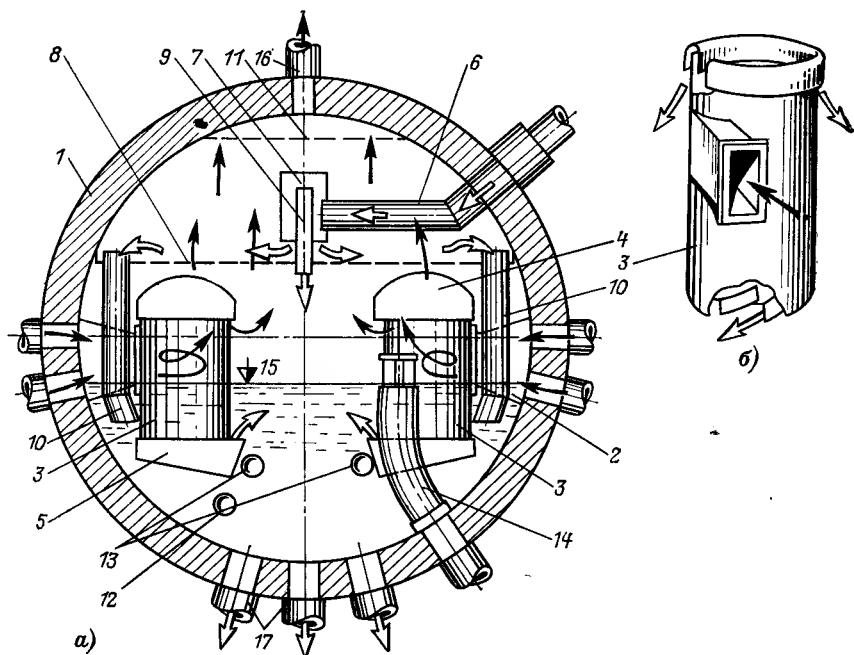


Рис. 7-3. Сепарационные внутрибарабанные циклоны.

а — установка циклонов в барабане; б — циклон (черными стрелками показано направление движения пара и пароводяной смеси, светлыми — движение воды); 1 — барабан; 2 — короб для вводимой в барабан пароводяной смеси; 3 — циклон; 4 — крышка циклона; 5 — поддон циклона; 6 — труба, подающая питательную воду; 7 — короб, раздающий питательную воду; 8 — промывочный щит; 9 — насадка, отводящая воду помимо промывных щитов; 10 — труба для слива питательной воды; 11 — верхний дырчатый лист; 12 — труба для подачи фосфатов; 13 — труба для парового разогрева барабана при растопке; 14 — труба аварийного сброса воды; 15 — средний уровень воды; 16 — выход насыщенного пара; 17 — водоотпускные трубы экранов.

При вводе пароводяной смеси в барабан над уровнем воды осушение пара значительно облегчается тем, что в пароводяной смеси находятся только крупные капли воды, которые легче отделить от пара, чем мельчайшую водяную пыль. Этим условиям отвечают циклонные сепараторы, размещаемые внутри барабана, так называемые внутрибарабанные циклоны, получившие широкое распространение (рис. 7-3).

Внутрибарабанный циклон состоит из вертикального стального цилиндра; пароводяная смесь вводится по касательной к поверхности цилиндра. Центробежная сила прижимает капли воды к стенкам циклона, по которым вода стекает вниз. Благодаря поддону, расположенному под циклоном, вихревое движение не передается воде, находящейся в водяном пространстве барабана, и поверхность воды остается спокойной. Пар выходит из верхней части циклона и проходит через верхний дырчатый лист, улавливающий капли воды, оставшиеся в паре.

В барабанах котельных агрегатов большой паропроизводительности устанавливают десятки таких циклонов.

Другим часто применяемым сепарационным устройством являются жалюзийные щиты (рис. 7-4). Они состоят из гофрированных стальных пластин. Пар поднимается по каналам, образуемым пластинами, находящиеся в нем капли влаги оседают на пластинах и стекают вниз. Отдельные капли воды, оставшиеся в паре, улавливаются дырчатым листом.

Для хорошей сепарации влаги в жалюзийных щитах не должно оставаться щелей, по которым мог бы протекать пар, помимо каналов, образуемых пластинами.

Образование и размыв пены. Котловая вода содержит значительное количество растворенных щелочей и фосфатов, которые способствуют образованию слоя пены на поверхности воды в барабане. При интенсивном парообразовании часть пены может уноситься с паром из барабана; растворенные вещества могут образовать в трубах пароперегревателя слой опасной накипи.

Для борьбы с этим явлением применяют размыв пены питательной водой, в которой содержится меньше солей. Благодаря этому пена растворяется в питательной воде и ее слой уменьшается.

На рис. 7-4 показано устройство для размыва пены в котельных агрегатах среднего давления с вводом питательной воды в питательное корыто.

С повышением давления пара и его плотности увеличивается растворимость в нем солей. Содержание в паре растворенной кремниевой кислоты и солей очень опасно, так как они могут образовывать при охлаждении пара в турбине трудноудаляемые отложения на ее лопатках. Поэтому в котельных агрегатах высокого давления одновременно

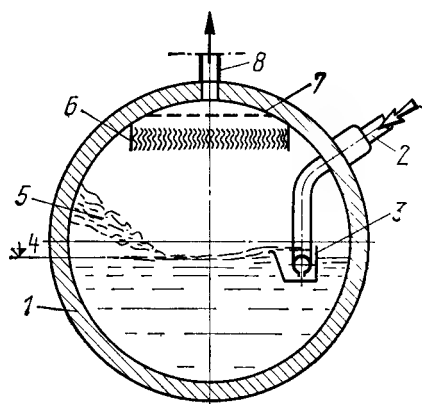


Рис. 7-4. Схема сепарации пара в жалюзийных щитах и размыва пены питательной водой.

1 — стенка барабана; 2 — ввод питательной воды в барабан; 3 — питательное корыто; 4 — уровень воды в барабане; 5 — пена; 6 — жалюзийные щиты; 7 — дырчатый лист; 8 — вывод пара из барабана.

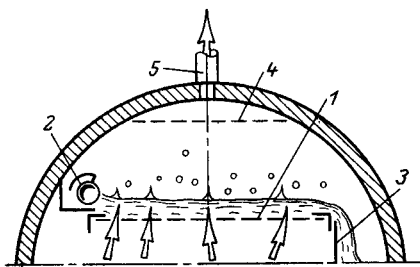


Рис. 7-5. Схема устройства для промывки пара.

1 — дырчатый щит для промывки пара; 2 — труба питательной воды; 3 — отводящий короб; 4 — верхний дырчатый лист; 5 — пароводводящая труба.

непрерывно вносится некоторое количество солей. Происходящее в котле парообразование повышает содержание солей в котловой воде. Для того чтобы солесодержание котловой воды не превзошло допустимого предела, производится непрерывная продувка котла, заключающаяся в непрерывном удалении из барабана части котловой воды. С непрерывной продувкой теряется часть тепла, причем эта потеря тем больше, чем больше солей содержится в питательной воде. Одно и то же количество солей может быть удалено из котельного агрегата с меньшим количеством котловой воды при более высоком содержании в ней солей. При этом снижаются потери тепла с непрерывной продувкой. Это достигается применением двух- и трехступенчатого испарения.

При ступенчатом испарении водяной объем барабана разделяется перегородками на чистый и один или два солевых отсека (рис. 7-6). К каждому из отсеков присоединяется своя группа экранов. В солевые отсеки выделяют один или оба торцевых участка барабана и от 5 до 30% поверхности нагрева экранов.

Рассмотрим действие ступенчатого испарения на примере. Предположим, что в экранах двух солевых отсеков образуется 15% пара, производимого котельным агрегатом.

Солесодержание питательной воды принимаем равным 40 мг/л. Питательная вода поступает в чистый отсек; котловая вода в нем имеет солесодержание 320 мг/л. Тогда 85% воды испаряется при сравнительно невысоком солесодержании котловой воды, и с паром уносится относительно мало солей. Часть котловой воды из чистого отсека перетекает в солевые отсеки через отверстия в разделительных перегородках (см. рис. 7-6). Эта вода с солесодержанием 320 мг/л является питательной водой для

с разрывом пены производится промывка пара питательной водой для очистки его от растворенных в нем солей.

Промывка пара питательной водой. Питательная вода вводится в верхнюю часть барабана и, вытекая из горизонтальной трубы, разливается по дырчатому щиту и стекает в отводящий короб (рис. 7-5). Пар, проходя снизу вверх через отверстия в щите и слой воды, промывается. Для удаления отдельных капель питательной воды из пара служит верхний дырчатый лист.

Ступенчатое испарение. С питательной водой в котельный агрегат

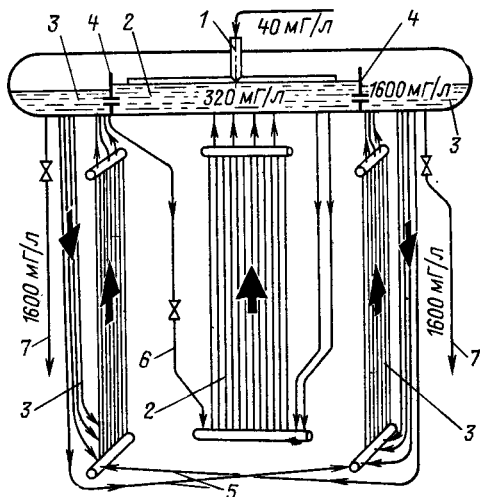


Рис. 7-6. Схема работы двухступенчатого испарения.

1 — ввод питательной воды; 2 — чистый отсек; 3 — солевой отсек; 4 — разделительная перегородка; 5 — уравнивающая труба между солевыми отсеками; 6 — труба с вентилем для регулирования солесодержания воды в солевых отсеках; 7 — непрерывная продувка.

солевых отсеков, в которых котловая вода имеет значительно более высокое солесодержание — около 1600 мг/л. Пар, образующийся в солевых отсеках, осушают более тщательно.

Непрерывную продувку производят из солевых отсеков, при этом с каждым литром воды удаляется 1600 мг солей вместо 320 мг, которые удалялись бы при отсутствии ступенчатого испарения. Таким образом, ступенчатое испарение снижает продувку котла примерно в 5 раз. Ступенчатое испарение наиболее эффективно у котлов с высоким солесодержанием питательной воды, что бывает обычно на ТЭЦ.

7.3. ЭКРАНЫ (РАДИАЦИОННАЯ ЧАСТЬ)

Экранные поверхности нагрева выполняют обычно из гладких труб, соединенных при помощи сварки. Экраны воспринимают тепло факела и защищают обмуровку стен топки от разрушающего влияния высокой температуры и химического воздействия жидкого шлака. Температура обмуровки за трубами экранов в современных котельных агрегатах не превышает 500°C, что позволяет облегчить обмуровку и увеличить срок ее службы.

Трубы экранов современных котельных агрегатов высокого давления с естественной циркуляцией имеют наружный диаметр 60 мм, котельных агрегатов среднего давления — 83 мм; просвет между трубами принимается соответственно 4 и 19 мм.

Концы экранных труб привариваются к штуцерам коллекторов или непосредственно к коллекторам круглого сечения, изготовляемым из толстостенных труб (рис. 7-7).

Закрытые экраны (зажигательный пояс) выполняются путем нанесения огнеупорной шамотной или хромитовой массы на трубы, к которым приварены шипы (рис. 7-8). Эти экраны применяют в топках с жидким шлакоудалением, при сжигании трудно-воспламеняемых углей, а также при сжигании влажных углей и торфа.

Почти у всех котельных агрегатов большой паропроизводительности экраны подвешены к верхним коллекторам или барабану, которые

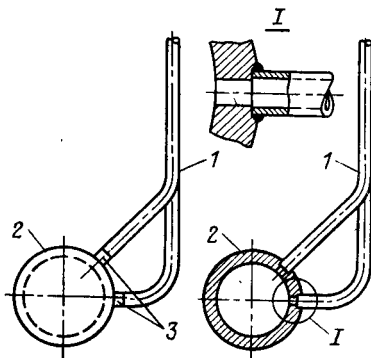


Рис. 7-7. Соединение экранных труб с коллекторами.

1 — трубы; 2 — коллектор; 3 — штуцера.

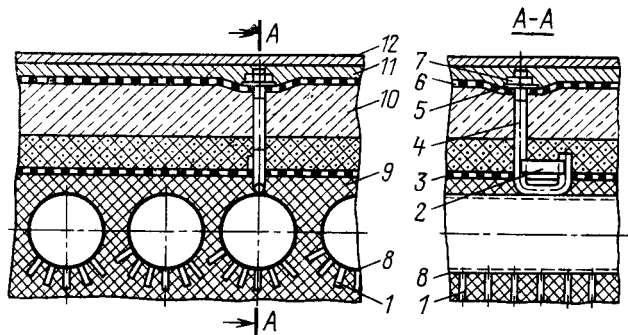


Рис. 7-8. Конструкция закрытого экрана.

1 — шип; 2 — плавка; 3 — проволоочная сетка; 4 — стержень; 5 — шайба; 6 — проволоочная сетка; 7 — гайка; 8 — труба экрана; 9 — шамотобетон; 10 — изоляционные плиты; 11 — уплотняющая штукатурка; 12 — газонепроницаемая обмазка.

лежат на опорах, покоящихся на балках каркаса. При растопке котельного агрегата экранные трубы от нагревания удлиняются, а при остановке — укорачиваются. При длине экранных труб 25 м тепловое перемещение достигает 90 мм и более. Удлиняются также коллекторы экранов вдоль своих осей. Нижние коллекторы экранов должны иметь возможность свободного перемещения вниз.

Каждую трубу или группу труб, соединенных планками во избежание прогиба в сторону толпки, присоединяют в двух-трех местах по высоте к неподвижным конструкциям каркаса (рис. 7-9,а), либо к горизонтальным балкам 1 (рис. 7-9,б и в), опоясывающим топочную камеру и перемещающимся вместе с трубами. Овальные прорези в полках швеллера, показанные на рис. 7-9 штриховой линией, дают возможность коллекторам свободно удлиняться.

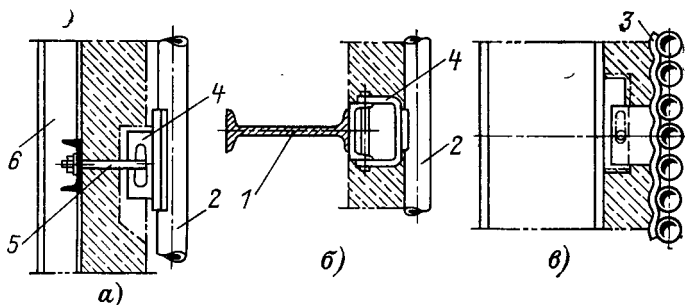


Рис. 7-9. Способы крепления экранных труб.

а — крепление к балке каркаса; б и в — крепление к горизонтальной балке, перемещающейся вместе с трубами; 1 — балка; 2 — экранные трубы; 3 — планки, приваренные к трубам; 4 — скоба; 5 — тяга; 6 — балка каркаса.

Экраны прямоточных котельных агрегатов. Как было указано выше, в экранах прямоточных котельных агрегатов движение рабочей среды происходит под воздействием напора питательного насоса. Поэтому здесь можно допустить более высокое, чем в котельных агрегатах с естественной циркуляцией, сопротивление движению рабочей среды в трубах, следовательно, большие ее скорости. Наружные диаметры трубы принимаются меньше (32, 38 и 42 мм), и конструкция экранов не подчинена требованию обеспечения естественной циркуляции. Применяют как панели с прямыми вертикальными трубами, так и многопетлевые панели. Широкое распространение получили одноходовые и многоходовые трубные панели (рис. 7-10).

Многоходовые панели имеют меньшее количество промежуточных коллекторов, меньшие массу и гидравлическое сопротивление, однако нарушения устойчивости движения рабочей среды в них возможны при меньших отклонениях от нормального режима работы котельного агрегата, чем при одноходовых панелях.

Из этих соображений в последних конструкциях котлов сверхкритического давления нижняя радиационная часть (НРЧ), расположенная в зоне ядра факела, где следует особенно опасаться неравномерного обогрева отдельных труб, выполнена из одноходовых панелей. Верхние ярусы экранов (СРЧ и ВРЧ) имеют многоходовые панели.

Устойчивое движение рабочей среды в трубах радиационной части обеспечивается лишь при достаточно высокой скорости рабочей среды. Необходимая скорость рабочей среды должна быть обеспечена и при

малых нагрузках котельного агрегата, тогда при полной его нагрузке скорость рабочей среды оказывается еще выше. По этой максимальной скорости определяют гидравлическое сопротивление котельного агрегата, которое превышает 5 МПа (50 кгс/см), и рассчитывают давление питательных насосов.

Надежной работы котельного агрегата при низких его нагрузках можно достигнуть при гораздо меньшей скорости рабочей среды при номинальной производительности. Для этого необходимо повышать скорость рабочей среды в наиболее теплонпряженных экранах в период растопки котельного агрегата и работы его с низкой нагрузкой путем организации принудительной многократной циркуляции воды с помощью дополнительных насосов.

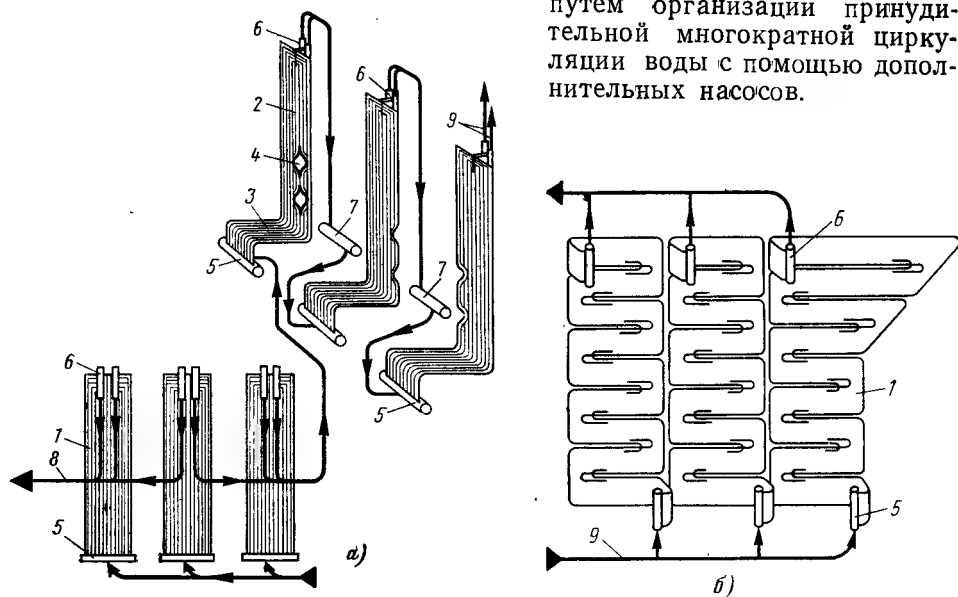


Рис. 7-10. Схема движения рабочей среды в трубных панелях радиационной части котельного агрегата сверхкритического давления типа ТГМП-314 паропроизводительностью 1000 т/ч.

а — схема соединения одноходовых панелей НРЧ; б — то же многоходовых панелей СРЧ (вид со стороны обмуровки); 1 и 2 — панели правой боковой и задней стен топки; 3 — подовый экран; 4 — отверстие для горелки; 5 и 6 — входной и выходной коллекторы; 7 — промежуточный коллектор; 8 — трубопровод подачи рабочей среды к фронтальным панелям НРЧ; 9 — трубопровод подачи рабочей среды из НРЧ и СРЧ.

Такое усложнение схемы считают целесообразным и применяют в котлах энергетических блоков большой мощности.

Конструктивные особенности экранов. Во избежание возникновения дополнительных напряжений в трубах все экранные поверхности должны иметь возможность свободного перемещения при их нагревании и охлаждении.

В многопетлевых вертикальных трубных панелях укрепляется только верхняя часть, а нижняя свободно расширяется вниз. В вертикальных одноходовых панелях равномерное тепловое расширение труб не может быть обеспечено укреплением только верхнего коллектора и свободным перемещением нижнего, так как неодинаковый нагрев отдельных труб вызвал бы различное тепловое удлинение и дополнительные напряжения в трубах. Поэтому в одноходовых панелях закрепляют как верхний, так и нижний коллекторы, при этом тепловое расширение труб воспринимается изгибами труб в районе нижнего коллектора панели 2 (см. поз. 2 на рис. 7-10, а).

Крепление труб панелей к каркасу котла должно обеспечивать возможность их теплового расширения и не допускать их прогиба в сторону топки. В прежних конструкциях котельных агрегатов крепления устанавливались на каждой трубе (рис. 7-11,а). Теперь эту конструкцию упростили и соединили трубы приварными сухарями длиной около 50 мм в группы (около 10 труб в каждой); каждая группа труб имеет свое крепление (рис. 7-11,б и в).

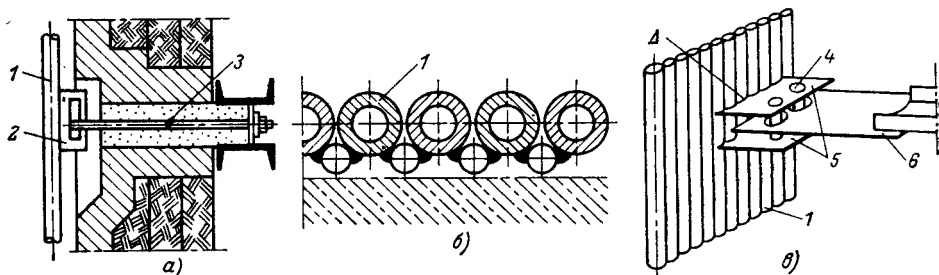


Рис. 7-11. Конструкция крепления вертикальной трубной панели радиационной части котельного агрегата.

а — растяжка с натяжным крюком; б — соединение соседних труб в группы приварными сухарями; в — соединение горизонтальными планками; 1 — труба поверхности нагрева; 2 — скоба; 3 — натяжной крюк; 4 — стержень; 5 — планка, приваренная к трубам; 6 — планка, прикрепляемая к каркасу, с удлиненными отверстиями для стержней 4.

Радиационная часть котлов, работающих под наддувом, выполнена в виде цельносварных трубных панелей, образующих стены топки и потолок котельного агрегата. Стены конвективной шахты также выполняются из цельносварных трубных панелей. Таким образом, все стены котельного агрегата образуют плотный газонепроницаемый корпус.

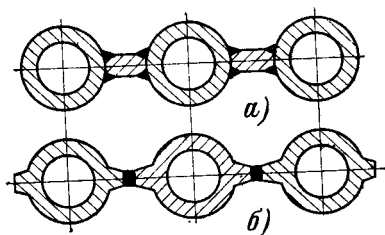


Рис. 7-12. Конструкции сопряжения труб цельносварной панели.

а — приварка промежуточных планок между трубами; б — панель из ребристых труб.

В цельносварных панелях отдельные трубы соединяют между собой, приваривая вдоль труб промежуточные пластины (рис. 7-12,а), или применяют ребристые трубы, сваривая их ребра между собой (рис. 7-12,б). Предпочтение следует отдать ребристым трубам, так как при сварке их ребер не происходит ухудшения структуры металла самих труб.

Расстояние между осями труб (шаг) принимают не более 1,5 их наружного диаметра во избежание недопустимой разности температур у краев ребер и на поверхности труб.

Котельные агрегаты, работающие под наддувом, имеют более высокий к. п. д. за счет отсутствия присосов воздуха и меньшего расхода электроэнергии на собственные нужды (ввиду отсутствия дымососов). Вместо тяжелой обмуровки в них применяется легкая натрубная изоляция, уменьшающая массу котельного агрегата и облегчающая ремонтные работы.

При эксплуатации котельных агрегатов с цельносварными панелями нельзя допускать большой разницы в нагреве отдельных труб (тепловой разверки), жестко соединенных в одну панель, во избежание образования трещин в сварных швах. Поэтому для этих котельных агре-

готов не допускаются ускоренные растопки и расхолаживание после остановки.

К лючкам и другим отверстиям в цельносварных панелях подводится воздух, имеющий давление, несколько превышающее давление внутри газохода, чем исключается утечка дымовых газов в помещение котельной.

7.4. ПАРОПЕРЕГРЕВАТЕЛИ

Как указывалось в § 6-3, первичный пароперегреватель современного котла имеет радиационную, полурadiационную (ширмы) и конвективную части.

Радиационная часть пароперегревателя, расположенная на стенах и потолке топочной камеры, воспринимает лучистое тепло и по конструкции мало чем отличается от экранов: она состоит из труб, приваренных к коллекторам круглого сечения (рис. 7-13).

В каждой панели радиационной части пароперегревателя пар сначала движется по трубам сверху вниз, а затем через нижний коллектор поступает в другие трубы, по которым направляется вверх. В нескольких местах по высоте труб устанавливают направляющие опоры, прикрепляемые к балкам каркаса; эти крепления не препятствуют вертикальному перемещению труб при изменении их температуры. Крепление горизонтальных потолочных труб также не должно препятствовать их тепловому удлинению. Эти трубы подвешивают на тросах к потолочному перекрытию каркаса; нижние концы тросов соединяют с «ушами», приваренными к трубам (рис. 7-14,з).

Полурadiационная часть пароперегревателя (ширмы), расположенная в верхней части топки и в горизонтальном газоходе, воспринимает как лучистое тепло, так и тепло, передаваемое конвекцией.

На пылеугольных котлах устанавливают вертикальные ширмы (рис. 7-14,а), менее подверженные шлакованию, а на газомазутных — горизонтальные (рис. 7-14,б и в).

Крепление труб вертикальных ширм не должно допускать искривления отдельных труб и выхода их из плоскости ширмы. Это обеспечивается различными скобами и планками, а также установкой обвязочных труб (рис. 7-14,а), удерживающих остальные трубы.

В горизонтальных ширмах крепежные устройства должны препятствовать прогибу труб под действием собственной массы и выходу от-

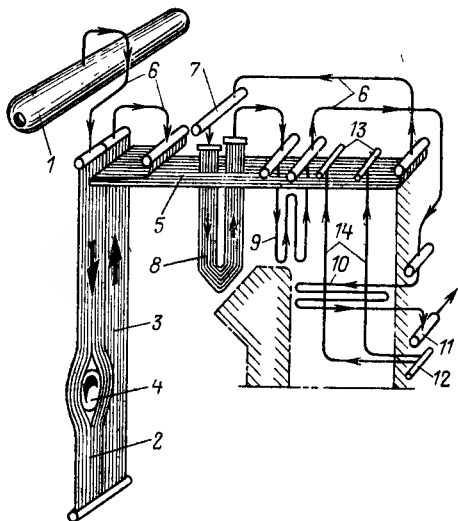


Рис. 7-13. Схема движения пара в современном котельном агрегате с естественной циркуляцией. Для ясности показано по одной панели и по одному змеевику каждого элемента пароперегревателя.

1 — барабан; 2 — опускные трубы панели радиационной части пароперегревателя; 3 — подъемные радиационные трубы панелей; 4 — проем для горелки; 5 — потолочные трубы панелей; 6 — необогреваемые перепускные трубы; 7 — парохладитель; 8 — ширмы; 9-10 — змеевики вертикального и горизонтального пакетов конвективной части пароперегревателя; 11 — коллектор перегретого пара; 12 и 13 — входной и выходной коллекторы подвесных труб; 14 — подвесные трубы.

дельных труб из плоскости ширмы; в них крепежные трубы включаются в циркуляцию котла (рис. 7-14,б) или используются в качестве крепежных нижних труб самих ширм (рис. 7-14,в).

Конвективная часть пароперегревателя расположена вне топки, в конвективной шахте. В котельных агрегатах среднего давления, в которых на перегрев пара расходуется только около 20% всего тепла топлива, весь пароперегреватель размещается в конвективной шахте. В котельных агрегатах высокого и сверхкритического давления в конвективной шахте расположена только часть пароперегревателя. Эта часть пароперегревателя представляет собой трубные пакеты из горизонтальных или вертикальных змеевиков, расположенные на расстоянии около 100 мм друг от друга. Дымовые газы проходят между этими пакетами (см. рис. 7-13).

Горизонтальные змеевики опираются на вертикальные стойки, передающие нагрузку на охлаждаемые воздухом балки (рис. 7-15,а) или на планки, приваренные к вертикальным подвесным трубам, охлаждаемым водой (рис. 7-15,б). Опорные стойки и планки выполняют из жароупорной стали.

Вертикальные змеевики висят на коллекторах круглого сечения, к которым они приварены, или на подвесках, прикрепляемых к верхним гибам змеевиков. Скобы и планки, соединяющие трубы друг с другом, не дают змеевикам искривляться.

Промежуточный пароперегреватель, служащий для перегрева пара, возвращаемого из турбины, имеет относительно небольшую поверхность

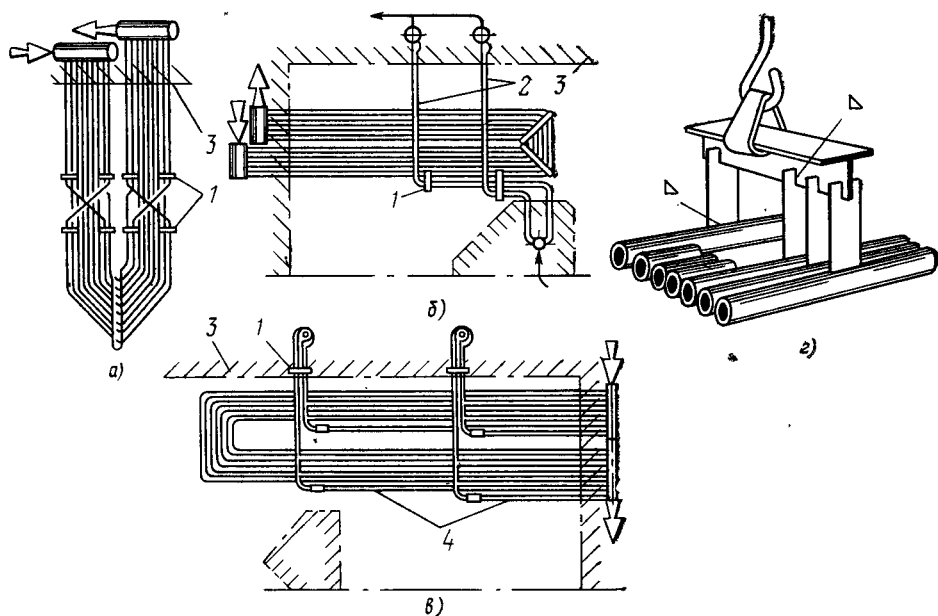


Рис. 7-14. Различные конструкции крепления ширм и потолочных труб пароперегревателя.

а — вертикальная ширма; б — горизонтальная ширма с крепежными трубами, включенными в циркуляцию котельного агрегата; в — горизонтальные ширмы с использованием в качестве крепежных нижних труб ширм; г — крепление потолочных труб; 1 — крепежные планки; 2 — крепежные трубы, включенные в циркуляцию; 3 — потолочное перекрытие газохода; 4 — нижние трубы ширм, используемые в качестве крепежных.

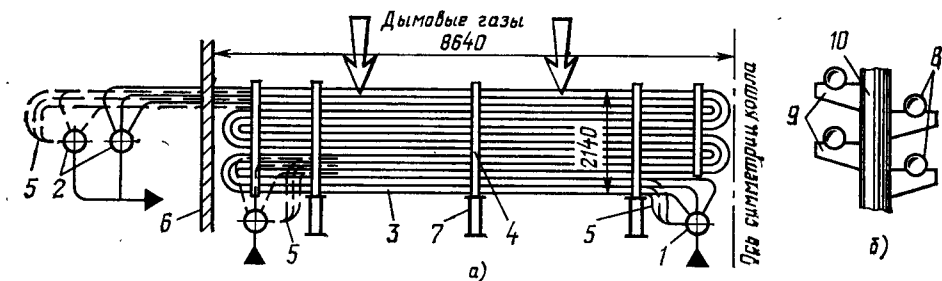


Рис. 7-15. Крепление конвективного трубного пакета с горизонтальными змеевиками. а — с опиранием на вертикальные стойки и охлаждаемые опорные балки; б — с опиранием на планки, приваренные к вертикальным подвесным трубам; 1 — входной коллектор; 2 — выходной коллектор; 3 — трубный пакет; 4 — дистанционирующая стойка; 5 — включение в коллектор крайних змеевиков трубного пакета; 6 — боковая стена газохода; 7 — опорная балка, охлаждаемая воздухом; 8 — трубы змеевиков; 9 — опорные планки; 10 — подвешивающая труба.

нагрева. Трубы промежуточного пароперегревателя охлаждаются паром при давлении 3 МПа (30 кгс/см²) менее интенсивно, чем трубы первичного пароперегревателя, омываемые паром большей плотности. Во избежание недопустимого перегрева труб пакеты промежуточного пароперегревателя устанавливают в конвективной шахте, т. е. в зоне более низких температур дымовых газов.

Схема движения пара в пароперегревателе котла с естественной циркуляцией показана на рис. 7-13. Насыщенный пар из барабана направляют последовательно в радиационную часть пароперегревателя, в трубные панели на потолке и в ширмы, и, наконец, в конвективную часть пароперегревателя, состоящую из вертикальных и горизонтальных пакетов.

Промежуточный пароперегреватель располагают обычно по ходу газов за конвективными пакетами первичного пароперегревателя.

В связи с тем, что высота ширмы современных мощных котельных агрегатов достигает 25 м, трудно обеспечить равномерный обогрев труб пароперегревателя, расположенных в разных местах газохода. Во избежание недопустимого перегрева отдельных труб широко применяют промежуточное перемешивание пара между отдельными трубными панелями и пакетами при помощи необогреваемых перепускных труб.

7-5. УСТРОЙСТВА ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПЕРЕГРЕТОГО ПАРА

Регулирование температуры первичного пара. Первичные пароперегреватели современных котельных агрегатов рассчитывают так, чтобы температура пара при полной нагрузке была на 15—20°C выше номинальной. Для снижения его температуры до номинальной применяют впрыскивающие пароохладители, устанавливаемые в промежуточных коллекторах пароперегревателя (см. рис. 7-13).

Все впрыскивающие пароохладители (рис. 7-16) имеют рубашку, внутри которой разбрызгивается впрыскиваемая питательная вода. Рубашка предотвращает попадание капель воды на сильно нагретый металл корпуса и образование трещин.

Впрыск воды в пар осуществляется через сопло, в узком сечении которого имеется большое количество отверстий малого диаметра.

Ввиду разности температур трубы, подводящей воду, и защитного патрубка обеспечивают свободное перемещение конца трубы (рис. 7-16,б) или устанавливают компенсатор (рис. 7-16,в). Во избежание забивания отверстий для впрыска сварочным гратом устанавливают ловушку (рис. 7-16,з).

В котельных агрегатах сверхкритического давления впрыскивающие пароохладители устанавливаются в нескольких коллекторах пароперегревателя, чтобы регулировать не только конечную температуру первичного пара, но и температуру его в разных частях пароперегревателя.

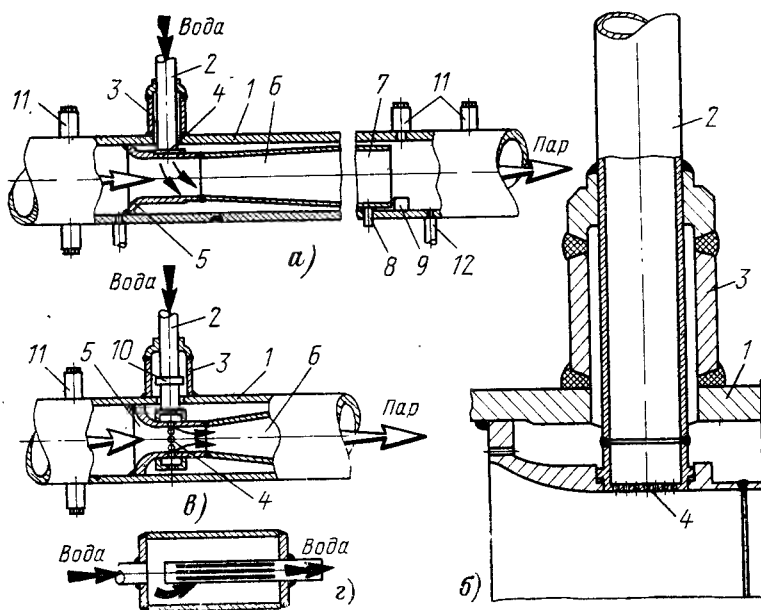


Рис. 7-16. Впрыскивающие пароохладители.

а и б — общий вид пароохладителя и впрыскивающее устройство при одностороннем вводе воды в пар; в — пароохладитель с кольцевым вводом воды; 2 — ловушка грата; 1 — корпус; 2 — водоподводящая труба; 3 — защитный патрубок водоподводящей трубы; 4 — отверстия для распыления воды; 5 — сопло; 6 — диффузор; 7 — цилиндрическая часть защитной рубашки; 8 — шпилька, фиксирующая защитную рубашку; 9 — упор; 10 — компенсатор на водяной линии; 11 — лючок для КИП; 12 — дренаж коллектора.

Регулирование температуры промежуточного пара. В современных отечественных котельных агрегатах получили распространение теплообменники, в которых повышение температуры промежуточного пара осуществляется первичным паром. Теплообменники выполняют выносными, устанавливая их на потолочном перекрытии или рядом с котельным агрегатом (завод им. Орджоникидзе), а также встроенными газопаровыми, устанавливаемыми внутри газохода котла (Таганрогский котельный завод).

В выносных теплообменниках пар промежуточного перегрева движется по U-образным трубам большого диаметра. Внутри этих труб установлены трубы малого диаметра для первичного пара.

Встроенные газопаровые теплообменники выполняются в виде горизонтальных трубных пакетов, размещенных в газоходе котла, в которых внутри каждой трубы промежуточного перегрева находится труба первичного пара. В этих теплообменниках промежуточный пар нагревается как первичным паром, так и дымовыми газами.

Рециркуляция дымовых газов является одним из эффективных способов регулирования температуры промежуточного пара преимущественно в газомазутных котлах, не подверженных золотому износу при повышенной скорости дымовых газов. Охлажденные дымовые газы подают в нижнюю часть топки. Применяют и рециркуляцию дымовых газов в верхнюю часть топки для понижения температуры газов перед ширмами с целью повышения надежности котельного агрегата.

7-6. ВОДЯНЫЕ ЭКОНОМАЙЗЕРЫ

В современных котельных агрегатах применяются водяные экономайзеры кипящего типа, в которых вода не только доводится до температуры кипения, но и частично превращается в насыщенный пар. Они выполняются в виде трубных пакетов, устанавливаемых в конвективной шахте котла, по ходу дымовых газов за конвективным пароперегревателем. Пакеты состоят из змеевиков, изготовляемых из труб наружным диаметром от 32 до 42 мм, привариваемых к штуцерам или непосредственно к коллектору.

В экономайзере кипящего типа котельных агрегатов высокого давления не должно быть участков с движением воды вниз во избежание образования паровых пробок (рис. 7-17,а). В котельных агрегатах сверхкритического давления в водяном потоке не могут появиться па-

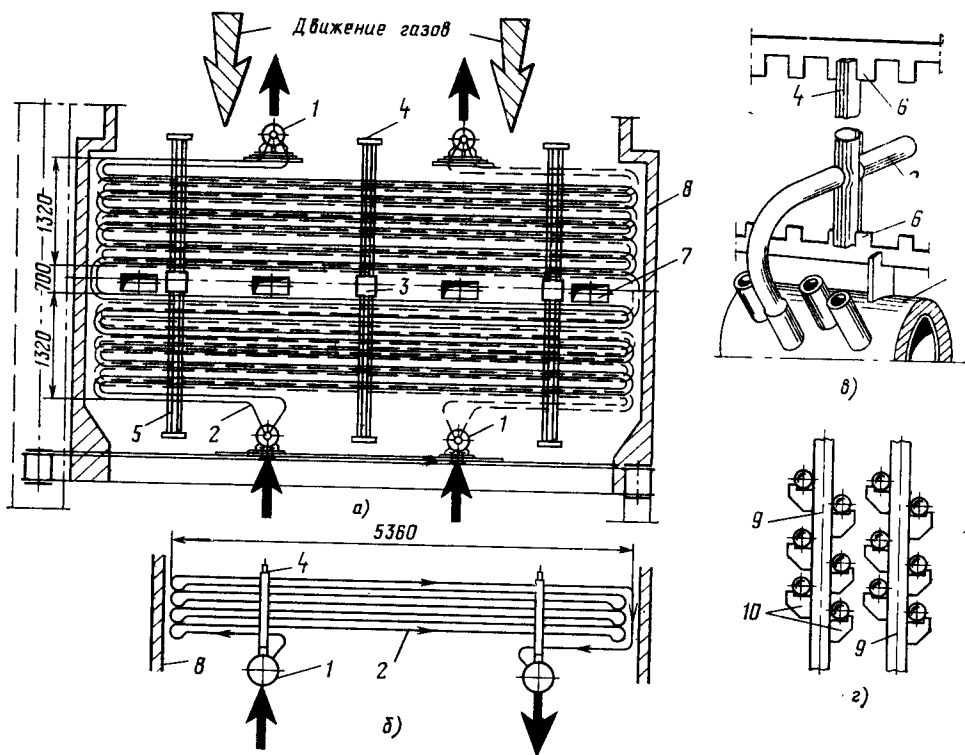


Рис. 7-17. Водяные экономайзеры современных котельных агрегатов.

а — котельного агрегата с рабочим давлением 13,5 МПа (140 кгс/см²); б и в — котельного агрегата и сверхкритического давления; г — узел крепления змеевиков к подвесным трубам; 1 — коллектор; 2 — змеевик; 3 — опорная балка; 4 — стойка; 5 — подвеска; 6 — гребенка из жаропрочной стали, приваренная к стойкам и скрепляющая их; 7 — люк; 8 — обмуровка; 9 — подвесные трубы; 10 — опорные кронштейны.

ровые пробки, так как вода превращается в пар по всему сечению. В таких котельных агрегатах допустимо движение воды в трубах сверху вниз, и змеевики водяного экономайзера можно размещать более тесно (рис. 7-17,б).

Змеевики устанавливаются в шахматном порядке; по высоте экономайзер делится на отдельные пакеты, устанавливаемые с промежутками для удобства их очистки от золы и производства ремонтных работ.

В экономайзерах современных котельных агрегатов высокого давления коллекторы расположены внутри газохода, что предотвращает присосы воздуха в местах прохода труб змеевиков через обмуровку. Крепление змеевиков осуществляется при помощи вертикальных опорных стоек или подвесок, через которые нагрузка передается охлаждаемым воздухом горизонтальным опорным балкам 3 (рис. 7-17,а) или сборным коллекторам, находящимся в газоходе (рис. 7-17,б, в). Обычно трубы змеевиков верхних пакетов, находящихся в зоне наиболее высокой температуры, опираются на кронштейны 10, приваренные к вертикальным опорным трубам 9, охлаждаемым водой (рис. 7-17,г). Водяной экономайзер часто устанавливают между отдельными частями (ступенями) воздухоподогревателя в рассечку.

При установке пакетов водяного экономайзера в зоне более высоких температур дымовых газов коллекторы обычно размещают снаружи газохода.

Ввиду удлинения коллекторов при нагревании концы присоединенных к ним змеевиков немного перемещаются вместе с ними, поэтому нельзя жестко уплотнять места прохода труб через обмуровку. Для уменьшения присосов наружного воздуха коллекторы помещают в плотный стальной кожух.

7-7. ВОЗДУХОПОДОГРЕВАТЕЛИ

По принципу действия существуют воздухоподогреватели рекуперативные (трубчатые) и регенеративные (вращающиеся).

Преимуществами регенеративных воздухоподогревателей являются меньшие габариты и затраты металла, а также меньшее сопротивление по газам и воздуху, однако стоимость их изготовления и монтажа значительно выше, и они обладают пониженной герметичностью, что вызывает частичный переток воздуха в газовый тракт и увеличивает расход электроэнергии на дымососы и дутьевые вентиляторы.

Трубчатый воздухоподогреватель (рис. 7-18) состоит из отдельных элементов (кубов), в которых вертикальные прямые стальные трубы диаметром 51×1,5 или 42×1,5 мм, расположенные в шахматном порядке, своими концами приварены к горизонтальным трубным доскам. Внутри труб движутся дымовые газы, а между трубами в горизонтальном направлении проходит воздух. Обычно по ширине котельного агрегата устанавливают несколько колонок воздухоподогревателя, а по вы-

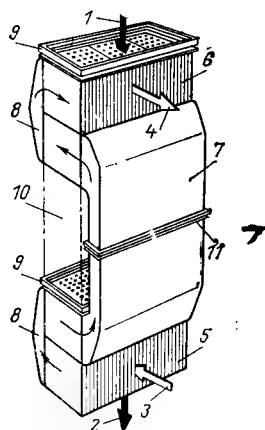


Рис. 7-18. Схема трубчатого двухъярусного воздухоподогревателя.

1 — вход газов; 2 — выход газов; 3 — вход воздуха; 4 — выход воздуха; 5 — нижние кубы воздухоподогревателя; 6 — верхние кубы; 7 и 8 — перепускные короба; 9 — наружный компенсатор; 10 — место установки водяного экономайзера; 11 — компенсатор на перепускном коробе.

соте — несколько кубов. Из одного куба в другой воздух переходит по перепускным коробам. Для компенсации теплового расширения воздухоподогревателя устанавливают наружный линзовый компенсатор, привариваемый внизу к верхнему кубу, а сверху — к обшивочной раме. В воздухоподогревателях высотой более 3 м устанавливают дополнительные компенсаторы по бокам и между верхними трубными досками и наружными стенами конвективной шахты.

Регенеративный воздухоподогреватель. На современных котельных агрегатах устанавливаются два или более регенеративных воздухоподогревателя диаметром 6,8 или 9,8 м¹, включаемых параллельно.

Регенеративный воздухоподогреватель (рис. 7-19) состоит из цилиндрического ротора, медленно вращающегося вокруг вертикальной оси, и воздушных и газовых патрубков, подводящих и отводящих воздух и дымовые газы.

Находящиеся в роторе вертикальные стальные пластины при вращении ротора попеременно нагреваются проходящим между ними потоком дымовых газов, а затем охлаждаются в воздушном потоке и отдают воздуху полученное им ранее тепло. Ротор состоит из большого числа клиновидных секций (рис. 7-19,б), содержащих вертикальные пластины, скрепленные рамкой. Форма пластин (рис. 7-19,в) обеспечивает образование между ними щелей для прохода попеременно дымовых газов и воздуха. Ротор приводится во вращение электродвигателем через редуктор и цевочное колесо, которое представляет собой расположенные по окружности ротора вертикальные валики (цевки). Такое цевочное зацепление, не являясь жестким, может надежно работать при наличии некоторых неточностей в изготовлении ротора.

Во избежание перетекания воздуха в дымовые газы воздухоподогреватель снабжен кольцевым периферийным уплотнением, кольцевым внутренним уплотнением вокруг вертикального вала и радиальным уплотнением между газовым и воздушным коробами. Все эти уплотнения установлены как в верхней, так и в нижней частях ротора.

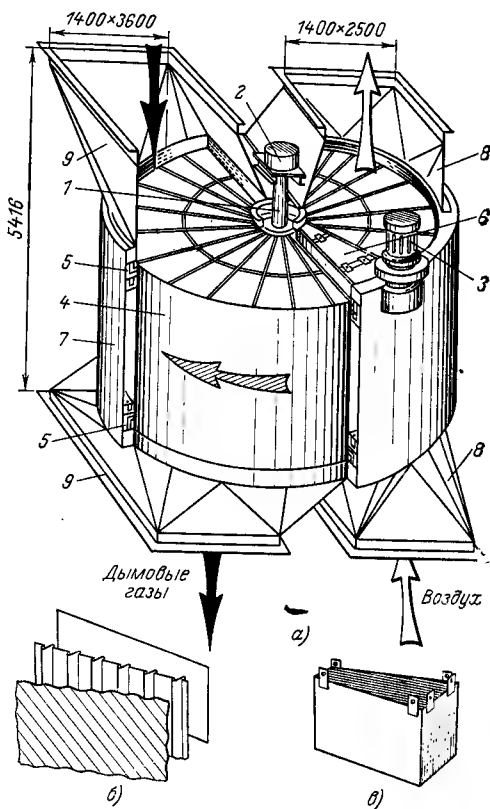


Рис. 7-19. Регенеративный вращающийся воздухоподогреватель.

а — внешний вид аппарата (передняя часть верхних коробов и кожуха условно отрезана); б — секция с пластинами; в — отдельные пластины различной формы; 1 — вал ротора; 2 — верхний подшипник (нижний подшипник не виден на чертеже); 3 — электродвигатель с редуктором; 4 — ротор; 5 — наружное уплотнение ротора; 6 — радиальное уплотнение ротора, препятствующее перетеканию воздуха в газовый поток; 7 — наружный кожух; 8 — патрубки для воздуха; 9 — газовые патрубки.

¹ Для котельного агрегата к энергоблоку 1200 МВт намечена установка трех регенеративных воздухоподогревателей диаметром по 14,5 м.

Способы уменьшения коррозии воздухоподогревателей. В месте ввода холодного воздуха в воздухоподогреватель происходит конденсация содержащихся в нем водяных паров, что при наличии в дымовых газах SO_3 приводит к образованию на поверхности нагрева раствора серной кислоты, вызывающего интенсивную низкотемпературную коррозию металла. Следовательно, для уменьшения низкотемпературной коррозии необходимо, чтобы температура воздуха при входе в воздухоподогреватель была выше температуры конденсации паров (точки росы).

Подогрев воздуха перед подачей в воздухоподогреватель в современных котельных агрегатах осуществляют в паровых или водяных калориферах или путем рециркуляции части горячего воздуха, отбирая его за первой или второй ступенью воздухоподогревателя и смешивая затем с холодным воздухом.

7-8. ОБМУРОВКА И ГАРНИТУРА

Обмуровкой называют стены топочной камеры и газоходов котельного агрегата. Конструкция обмуровки должна предохранять котельный агрегат от присосов воздуха, а также обеспечивать минимальную потерю тепла в окружающую среду, нормальные условия для работы обслуживающего персонала и предохранять каркас от недопустимого нагрева.

Следовательно, обмуровка должна быть механически прочной, выдерживать высокую температуру, обладать высокими теплоизоляционными свойствами и иметь необходимую плотность. Материал обмуровки должен быть стойким против воздействия расплавленных шлаков, конструкция обмуровки должна быть простой.

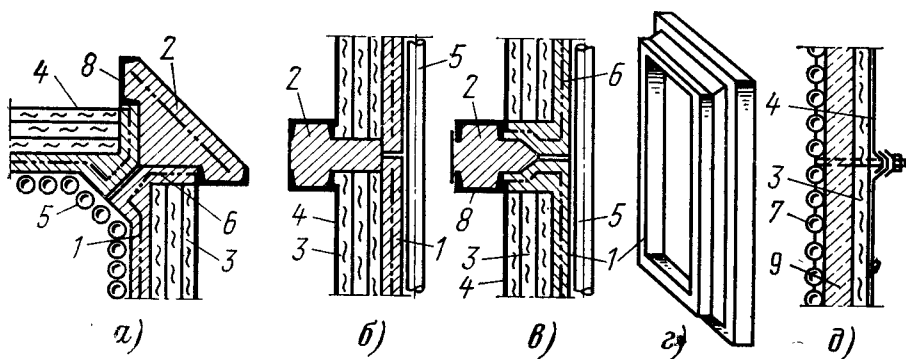


Рис. 7-20. Узлы щитовой обмуровки.

а — узел сопряжения щитов обмуровки в углу топки (горизонтальный разрез); б и в — узлы сопряжения щитов на вертикальной стене топки; г — щит из шамотобетона; д — узел изоляции цельносварной трубной панели; 1 — шамотобетон; 2 — термоизоляционный бетон; 3 — советитовые плиты; 4 — стальная обшивка; 5 — экранная труба; 6 — стальная арматура шамотобетонного щита; 7 — трубная панель; 8 — рама обшивочного щита каркаса; 9 — плита известицево-Кремиеземной изоляции.

Обмуровка современных котельных агрегатов большой производительности, работающих под разрежением, состоит из обращенного внутрь топки или газохода огнеупорного слоя, изоляционного и наружного уплотнительного слоев. Наружный слой выполняется в виде стальной обшивки или газонепроницаемой уплотнительной обмазки.

Толщину отдельных слоев и обмуровки в целом выбирают такой, чтобы температура поверхности каждого слоя, обращенной к газам, не превышала допустимого для данного материала значения, а температура наружной поверхности обмуровки не превышала температуры наружного воздуха более чем на 30°C .

Обмуровка топочной камеры, защищенная экранными трубами, имеет меньшую толщину, чем обмуровка в области ширмового и конвективного пароперегревателя.

Щитовая обмуровка. В котельных агрегатах старых конструкций огнеупорный слой обмуровки выкладывался вручную из шамотных кирпичей, что требовало больших затрат труда и времени. В современных котельных агрегатах применяют щитовую обмуровку, закрепляемую на каркасе котла. Огнеупорный слой выполняют в виде набора железобетонных щитов, заполненных огнеупорным бетоном (шамотобетоном). К этим щитам с наружной стороны прикрепляют изоляционные материалы (совелитовые, диатомитовые плиты и т. п.). Обмуровку прикрепляют к рамам обшивочных щитов каркаса (рис. 7-20). Для обеспечения свободного теплового расширения между соседними шамотобетонными щитами оставляют зазоры. В изоляционном слое зазоров не делают ввиду пористости материала. Толщина обмуровки топки 180—250 мм, неэкранированных конвективных газопроводов до 350 мм.

Для уменьшения утечки тепла в месте соприкосновения шамотобетонных щитов со стальной обшивкой по их периметру применяют конструкции узлов обмуровки, представленные на рис. 7-20, б и в.

Для изготовления огнеупорного слоя обмуровки используется шамот, получаемый длительным обжигом белой глины при температуре 450—700°C. Шамотобетон содержит 75—85% молотого и дробленого шамота и 15—25% глиноземистого цемента или портландцемента.

Для изоляционного слоя часто применяют теплоизоляционный бетон, состоящий из 65—75% молотого диатомита (горная порода) и цементной связки, или совелитовые плиты, изготавливаемые из смеси обработанного доломита и измельченного асбеста.

У котельных агрегатов, работающих под наддувом с цельносварными трубными панелями, не делают огнеупорного слоя обмуровки. К панелям прикрепляют известково-кремнеземистые плиты, на которые укладывают изоляционный слой. Стальным листам обшивки в местах их сопряжения придают изогнутую форму для обеспечения герметичности при тепловом расширении панелей (рис. 7-20, д).

Натрубная обмуровка. В современных котельных агрегатах применяют также обмуровку топки, прикрепленную к трубам и перемещающуюся вместе с ними при нагревании и остывании котла; такая обмуровка называется натрубной. Эта обмуровка имеет небольшую массу и состоит из тонкого слоя огнеупорного бетона (80% шамота и 20% связывающего глиноземистого цемента), двух-трех слоев изоляционных плит или матрацев, укрепляемых приваренными к трубам стяжными болтами (рис. 7-21). Снаружи обмуровку покрывают тонким слоем непроницаемой для воздуха уплотнительной обмазки.

Во многих котельных агрегатах с естественной циркуляцией под или холодная воронка имеет натрубную обмуровку, перемещающуюся вместе с трубами, а топка — щитовую, опирающуюся на каркас.

При разогреве котельного агрегата экранные трубы холодной воронки удлиняются и укрепленная на них обмуровка перемещается вниз. Зазор между натрубной обмуровкой и обмуровкой вертикальных стен топки уплотняют гидравлическим затвором, представляющим собой длинный короб с водой, присоединенный к трубам, в который опущен вертикальный стальной нож, прикрепленный к неподвижной обмуровке топки. Затвор расположен по периметру топки.

Торкрет. Для защиты барабанов, коллекторов и газовых коробов от омывания газами и излучения факела применяют торкрет, представляющий собой плотную огнеупорную массу. Торкрет наносят на проволочную сетку, устанавливаемую на глубину 40—50 мм от торкретируемой поверхности. Торкрет имеет следующий состав: дробленый и молотый шамот 75%, глиноземистый цемент 10%, огнеупорная глина 15%.

На экранные трубы устанавливают манжеты из картона толщиной 5 мм; манжеты должны упираться в барабаны или коллектор, а их противоположные концы должны выступать из слоя торкрета. В процессе работы котельного агрегата картон выгорает и образовавшийся зазор позволяет трубам свободно расширяться при нагревании.

Гарнитура. Устройства, обеспечивающие удобство обслуживания и наблюдения за работой котельного агрегата, называют гарнитурой.

К гарнитуре относятся затворы шлаковых и золовых бункеров, лазовые дверцы в обмуровке, гляделки, лючки и взрывные клапаны. Гарнитура должна легко и плотно закрываться, чтобы защитить газовый тракт от присоса воздуха, а помещение от выбивания продуктов сгорания.

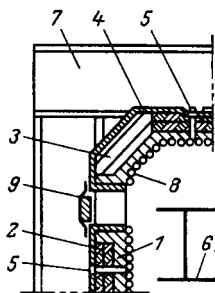


Рис. 7-21. Угол топочной камеры с натрубной обмуровкой (горизонтальный разрез).

1 — огнеупорный бетон; 2 — совелит; 3 — термозоляционный бетон; 4 — уплотнительная обмазка; 5 — стяжной болт; 6 — колонна каркаса котла; 7 — балка пояса жесткости; 8 — экранная труба; 9 — смотровой лючок.

7.9. УСТРОЙСТВА ДЛЯ НАРУЖНОЙ ОЧИСТКИ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА

Для наружной очистки поверхностей нагрева от летучей сажи и зо-
лы применяются обдувочные аппараты различной конструкции.

Очистка радиационных поверхностей нагрева и вертикальных труб-
ных пакетов пылеугольных котельных агрегатов производится перегре-
тым паром давлением от 1,25 до 3,9 МПа (13—40 кгс/см²) и температу-
рой 350°С или сжатым воздухом с таким же давлением.

Для обдувки радиационных поверхностей
нагрева применяются маловыдвижные обду-
вочные аппараты с радиусом действия до
3 м. На каждой стене топочной камеры мощ-
ного котельного агрегата устанавливается не-
сколько десятков обдувочных аппаратов. По-
очередный пуск их в работу производится
автоматически с пульта управления.

Для обдувки вертикальных трубных па-
кетов, расположенных по всей ширине газохо-
да, применяются глубоководвижные обдувоч-
ные аппараты.

Очистка горизонтальных трубных пакетов
обычно производится стальной дробью 3—
7 мм, которую разбрасывают в верхней части
вертикального газохода. Дробь, падая, увле-
кает за собой осевшую на трубах летучую
золу и сажу. В нижней части газохода дробь
собирается в бункер, а большая часть золы и
сажи захватывается потоком дымовых газов
и удаляется из котельного агрегата (рис. 7-22).

Паровой или воздушный инжектор, уста-
новленный внизу, создает поток, который под-
нимает по трубам дробь на верх котла. Здесь
в дробеуловителе дробь отделяется от воздуха
или пара и снова направляется в газоход.

Очистка регенеративных воздухоподогре-
вателей производится паровой обдувкой во
время работы и обмывкой водой при оста-
новке.

7.10. АРМАТУРА

Устройства, служащие для управления
работой котельного агрегата и находящиеся
под рабочим давлением, называются армату-
рой.

К арматуре относятся манометры, водоуказательные приборы, пре-
дохранительные, редукционные, обратные клапаны и запорные органы
(вентили и задвижки).

Манометры — приборы, служащие для измерения давления пара,
воды, сжатого воздуха и т. п. На шкале манометра красной чертой от-
мечают максимально допустимое давление.

Водоуказательные приборы (колонки) служат для наблюдения и
контроля положения уровня воды в барабане котельного агрегата. По
правилам Госгортехнадзора на барабане должно быть установлено не
менее двух водоуказательных колонок. Кроме того, для удобства обслу-
живания устанавливают сниженные указатели уровня вблизи рабочего

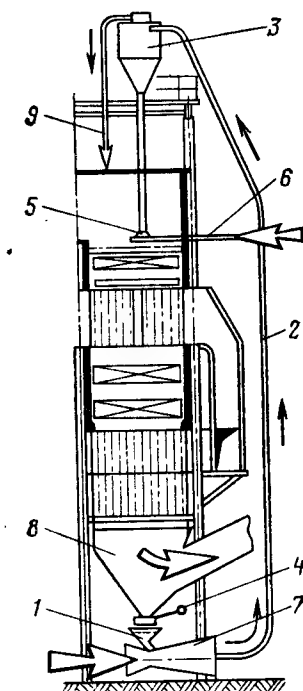


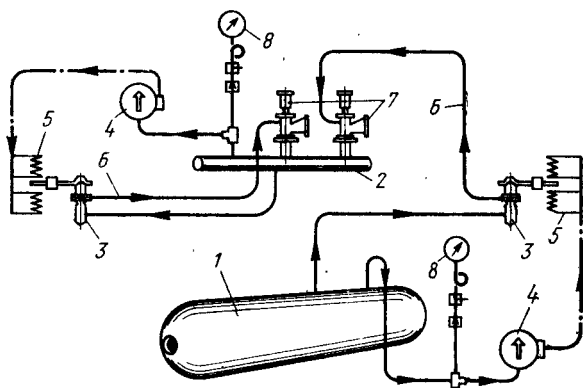
Рис. 7-22. Схема дробеочи-
стительной установки с верх-
ним забрасывателем дробей.
1 — бункер для дробей; 2 — тру-
бопровод для подачи дробей в
дробеуловитель; 3 — дробеулови-
тель (циклон); 4 — автоматиче-
ский клапан (мгалька); 5 — раз-
брасыватель дробей; 6 — подача
и отвод охлаждающей воды от
разбрасывателя; 7 — инжектор;
8 — выход дымовых газов из ко-
тельного агрегата; 9 — выход
воздуха из дробеуловителя.

места машиниста котла. Водуказательная колонка котельного агрегата высокого давления состоит из корпуса с прорезями, в которых устанавливается слюда или специальное стекло. Верхняя часть колонки соединяется с паровым пространством через вентиль и быстродействующий кран, а нижняя — с водяным пространством барабана через нижний вентиль и кран. Для освещения уровня воды установлены лампы.

Предохранительным клапаном называется автоматически действующее устройство, служащее для выпуска пара в том случае, если давление его превысило допустимое для данного котельного агрегата значение. На каждом котельном агрегате должно быть установлено не менее двух предохранительных клапанов. На котельных агрегатах с рабо-

Рис. 7-23. Упрощенная схема импульсно-предохранительного устройства котельного агрегата высокого давления с естественной циркуляцией (стрелки показывают направление передачи импульсов. Электрическая связь показана условным пунктиром).

1 — барабан; 2 — коллектор перегретого пара; 3 — импульсный клапан; 4 — электроконтактный манометр; 5 — электромагнит импульсного клапана; 6 — импульсная трубка; 7 — главный предохранительный клапан; 8 — манометр.



чим давлением до 3,9 МПа (40 кгс/см²) применяют рычажные предохранительные клапаны с грузами на рычаге. На котельных агрегатах высокого и сверхкритического давления устанавливают импульсные предохранительные клапаны (рис. 7-23), работа которых заключается в следующем.

При повышении давления пара в барабане сверх допустимого предела вначале открывается небольшой импульсный рычажный клапан. Его открытие и закрытие производится с помощью электроконтактного манометра, электромагниты которого приподнимают и опускают рычаг с грузом. При открытии импульсного клапана пар поступает по импульсным трубкам в основной клапан.

На рис. 7-24 показана конструкция основного клапана. Пар из импульсного клапана поступает в основной клапан поверх поршня, диаметр которого больше диаметра тарелки. Опускаясь, поршень передвигает вниз тарелку и открывает клапан. Для обеспечения плавного перемещения клапана на шпинделе установлен демпферный (успокаивающий) поршень, при движении которого вода или воздух сравнительно медленно перетекают сквозь имеющиеся в нем отверстия небольшого диаметра, что уменьшает скорость движения тарелки клапана. Пружина препятствует опусканию тарелки клапана у неработающего котельного агрегата.

У котельного агрегата с естественной циркуляцией один импульсный клапан соединен с паровым объемом барабана, а другой — с коллектором перегретого пара, поскольку в таких котельных агрегатах существует опасность повышения давления пара как в барабане, так и на выходе пара из пароперегревателя. Оба основных клапана устанавливают

ся на коллекторе перегретого пара, так как при установке одного из них на барабане часть пара выпускалась бы в атмосферу, не проходя пароперегреватель, что привело бы к повышению температуры перегрева остального пара.

У прямоточных котельных агрегатов как импульсные, так и основные предохранительные клапаны устанавливают на коллекторе перегретого пара.

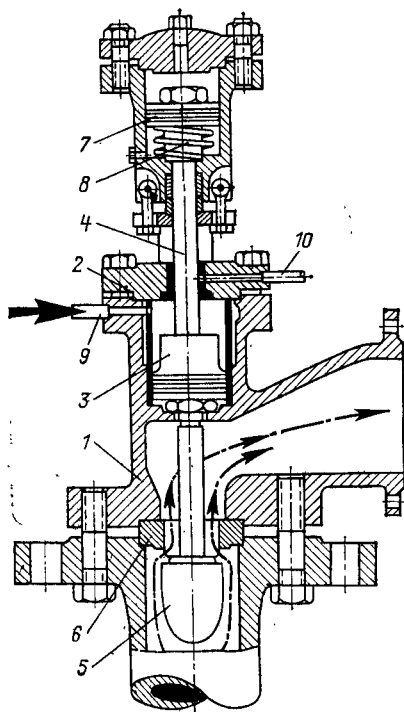


Рис. 7-24. Конструкция основного клапана импульсно-о предохранительного устройства. Пунктиром и стрелками показан путь пара.

1 — корпус; 2 — крышка; 3 — поршень; 4 — шпindel; 5 — тарелка; 6 — седло; 7 — демпферный поршень; 8 — пружина; 9 — подвод пара от импульсного клапана; 10 — дренаж.

Во всех сортах котельной стали содержится небольшое, строго ограниченное количество углерода, марганца и кремния, а также неудаленные остатки вредных примесей — серы и фосфора. Сталь, содержащая только указанные элементы, называется углеродистой.

Из углеродистой стали изготовляют водяной экономайзер, экраны и барабаны котельных агрегатов, работающих при температуре до 450°C. При температуре более 450°C прочность углеродистой стали резко снижается. Поэтому для изготовления деталей, работающих при более высокой температуре, применяют специальную жаропрочную сталь, в состав которой вводят небольшое количество молибдена, хрома, никеля и других химических элементов для придания металлу определенных свойств. Такая сталь называется низколегированной.

Из низколегированной стали марок 12Х1МФ и 15Х1МФ изготовляют обычно радиационные поверхности нагрева прямоточных котельных агрегатов и пароперегреватели (за исключением выходной части), работающие при температуре до 540°C.

Как углеродистая, так и низколегированная стали относятся к стали перлитного класса, отличающейся темной поверхностью.

Наибольшей жаропрочностью обладает хромоникелевая сталь марки Х18Н12Т аустенитного класса, называемая также нержавеющей сталью, у которой легирующие

В промежуточных пароперегревателях предохранительные клапаны часто устанавливают только на входе пара, что предохраняет промежуточный пароперегреватель от чрезмерного повышения давления в аварийных условиях. При такой установке предохранительных клапанов автоматические защитные устройства должны быстро прекращать подачу топлива в топку, предохраняя трубы пароперегревателя от недопустимого повышения температуры.

Запорная арматура и редукционные клапаны рассмотрены в гл. 12.

7-11. МЕТАЛЛ ДЛЯ ПАРОВЫХ КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ

Металл деталей паровых котельных агрегатов работает в очень тяжелых условиях, так как он подвергается воздействию давления и температуры воды и пара (пароводяной смеси), собственной массы обмуровки и неравномерного расширения элементов котельного агрегата. Толщину стенки барабанов, коллекторов и труб, размеры деталей каркаса и т. п. определяют в зависимости от величины суммарной нагрузки и требуемого запаса прочности, обеспечивающего длительную работоспособность деталей. Кроме прочности, от металла требуются пластичность (отсутствие хрупкости), сопротивляемость коррозии и хорошая свариваемость. Поэтому для изготовления деталей котельных агрегатов (особенно деталей, работающих под давлением) применяют высококачественные сорта сталей.

добавки никеля и хрома достигают 30% массы металла. Из этой стали изготавливают трубы выходной части пароперегревателей котельных агрегатов высокого давления. металлы которых работают при температуре 570—650°C. В составе стали, кроме никеля и хрома, имеется небольшое количество титана, стабилизирующего структуру стали при высокой температуре. Такая сталь имеет светлую, блестящую поверхность. Основными преимуществами аустенитной стали являются ее высокая жаропрочность и способность противостоять коррозии при высокой температуре благодаря большому содержанию хрома (18%) и никеля (12%); отсюда и название — нержавеющая сталь. Аустенитная сталь во много раз дороже перлитной стали.

Посмотрим, как влияют отдельные элементы химического состава стали на ее свойства.

Влияние углерода. С увеличением содержания в стали углерода она становится более прочной и менее пластичной. Чрезмерно высокое содержание углерода является вредным, так как слишком твердая и малопластичная сталь плохо сопротивляется различным механическим деформациям, возникающим, например, при защемлении экранов труб при растопке котла, а также ухудшается свариваемость стали.

Таблица 7-1

Химический состав отдельных марок котельных сталей, % по массе

Элемент	Стали для поверхностей нагрева				Стали для барабанов		Стали для опорных стоек и газопроводов	
	20	12Х1МФ	15Х1М1Ф	Х18Н12Т	16ГНМ	22К	1Х13	Х23Н18
Углерод	0,17—0,24	0,08—0,15	0,10—0,16	До 0,12	0,12—0,20	0,19—0,26	0,09—0,15	До 0,20
Кремний	0,17—0,37	0,17—0,37	0,17—0,37	До 0,80	0,17—0,37	0,20—0,40	До 0,6	До 1,0
Марганец	0,35—0,65	0,40—0,70	0,40—0,70	1,0—2,0	0,70—0,90	0,75—1,0	До 0,6	До 2,0
Хром	До 0,25	0,90—1,20	1,10—1,40	17,0—19,0	До 0,30	До 0,40	12,0—14,0	22—25
Никель	До 0,25	—	До 0,25	11,0—13,0	1,00—1,50	До 0,30	До 0,6	17—20
Молибден	—	0,25—0,35	0,90—1,10	—	0,40—0,55	—	—	— 0
Ванадий	—	0,15—0,30	0,20—0,35	—	—	—	—	—
Титан	—	—	—	До 0,70	—	До 0,05	—	—
Медь (не более)	0,25	—	0,25	0,30	—	0,30	—	—
Сера (не более)	0,040	0,025	0,025	0,020	0,040	0,045	0,025	0,020
Фосфор (не более)	0,040	0,030	0,025	0,035	0,035	0,045	0,030	0,035

Для изготовления поверхностей нагрева котельного агрегата, работающих при температуре пара до 450°C, широко применяют углеродистую сталь марки 20 с содержанием углерода до 0,25%, а для изготовления каркаса котлов — углеродистую сталь марки Ст. 3. В низколегированной стали углерод содержится в еще меньшем количестве. Например, в применяемой для изготовления пароперегревателей современных котельных агрегатов стали марки 12Х1МФ содержание углерода не должно превышать 0,15%.

Влияние марганца. Марганец подобно углероду повышает прочность стали и несколько уменьшает ее пластичность. При плавке стали в мартеновской печи марганец способствует очистке металла от серы, образуя легко удаляемый шлак.

Применяемая для изготовления барабанов котлов сталь марки 22К содержит 0,75—1,0% марганца. Сталь марки 20 содержит 0,35—0,65% марганца.

Влияние кремния. Кремний увеличивает прочность стали и понижает ее пластичность. При плавке в металлургических печах его применяют для раскисления стали; соединяясь с растворенным в стали кислородом, он образует легко удаляемые шлаки, всплывающие на поверхность жидкого металла.

Влияние молибдена. Молибден повышает жаропрочность стали и ее пластичность. В стали 12Х1МФ содержится 0,25—0,5% молибдена, в стали 15Х1М1Ф 0,9—1,10%.

Влияние хрома. Хром повышает жаропрочность и прочность стали и понижает ее пластичность.

В табл. 7-1 приведен химический состав марок стали, применяемых в современном котлостроении.

Сталь марки 20 применяют для труб и коллекторов поверхностей нагрева, работающих при температуре пара до 450°C. Из стали 22К и 16ГНМ изготавливают барабаны, а из стали марок 12Х1МФ и 15Х1М1Ф — коллекторы и трубы пароперегревателей, работающих при температуре пара до 540°C.

Маркировка стали. В СССР условные обозначения марок стали характеризуют их примерный состав. Каждая буква указывает наличие в стали определенного легирующего элемента; цифры перед первой буквой показывают среднее содержание угле-

рода в сотых долях процента, а цифры за буквой — среднее содержание химического элемента в целых процентах. Если какой-либо химический элемент содержится в количестве, меньшем или близком к 1%, то цифры за его обозначением обычно отсутствуют. Условные обозначения легирующих элементов следующие:

Б — ниобий
В — вольфрам
Г — марганец
Д — медь
М — молибден
Н — никель
П — фосфор

Р — бор
С — кремний
Т — титан
Ф — ванадий
Х — хром
Ю — алюминий

Так, например, в низколегированной стали марки 15Х1М1Ф содержится до 0,15% углерода, 1% хрома, немного более 1% молибдена и менее 1% ванадия.

Наличие в конце обозначения стали буквы А показывает, что в металле очень мало вредных примесей — серы и фосфора и что при его изготовлении особо тщательно соблюдались все правила изготовления высококачественной стали.

Буква Л характеризует стальное литье.

7-12. ТЯГОДУТЬЕВЫЕ УСТАНОВКИ КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ

Нормальная и бесперебойная работа котельного агрегата требует обеспечения непрерывной подачи воздуха, необходимого для горения топлива и отвода образующихся продуктов сгорания.

В котельных агрегатах малой производительности отвод газов осуществляется благодаря естественной тяге, создаваемой дымовой трубой. В современных крупных котельных агрегатах применяют искусственную механическую тягу, создаваемую специальными дымососами центробежного или осевого типа, способными преодолеть большое сопротивление газового тракта, измеряемое несколькими килопаскалями (кПа), или сотнями миллиметров водяного столба (мм вод. ст.).

Подача воздуха в топку котла осуществляется дутьевыми вентиляторами. Весь воздушный тракт находится обычно под давлением.

На рис. 7-25 показана схема движения воздуха и дымовых газов в котельном агрегате, работающем на твердом топливе. Воздух, необходимый для горения, засасывается через всасывающий короб из верхней зоны котельной, где его температура несколько выше, и нагнетается двумя дутьевыми вентиляторами по воздуховоду в воздухоподогреватель. После воздухоподогревателя горячий воздух разделяется на два потока. Часть воздуха (первичный воздух) подается в углеразмольную мельницу и затем вместе с угольной пылью — в топку котельного агрегата. Другая часть воздуха (вторичный воздух) поступает в горелки. Дымовые газы отсасываются дымососом и удаляются через дымовую трубу.

На рис. 7-26 представлена схема движения газов в газомазутном котельном агрегате паропроизводительностью 1000 т/ч. Котельный агрегат оборудован двумя параллельно включенными дутьевыми вентиляторами и двумя дымососами. В схеме предусмотрен трубопровод рециркуляции горячего воздуха для предварительного подогрева холодного воздуха, поступающего в воздухоподогреватель для уменьшения его коррозии. Для регулирования температуры перегрева пара установлен дымосос рециркуляции дымовых газов в нижнюю часть топки (см. § 7-5).

Тягомеры на рис. 7-26 показывают, что разрежение внизу топки составляет 196 Па (20 мм вод. ст.), т. е. больше, чем вверху, где 20 Па (2 мм вод. ст.). Это на первый взгляд странное явление объясняется разностью весов столба холодного наружного воздуха А и горячих то-

почных газов *Б*. В нижней части топки давление снаружи больше, чем внутри ее, поэтому низ топки находится под разрежением.

В котельных агрегатах, работающих под наддувом, топка и газоходы находятся под давлением, достаточным для преодоления всего сопротивления газового тракта при работе агрегата.

Для создания давления устанавливаются специальные воздухоувеличители с электрическим и паровым приводом.

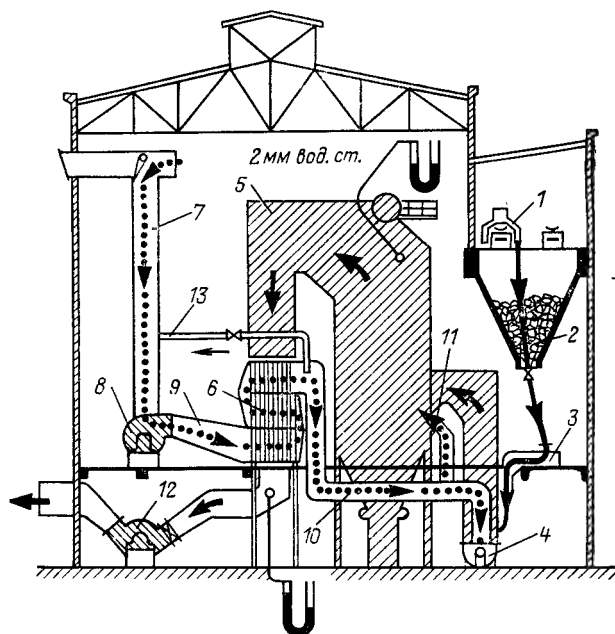


Рис. 7-25. Схема тягодутьевой установки котельного агрегата, работающего на твердом топливе. Точками условно обозначен путь воздуха. Черная сплошная линия показывает путь топлива к мельнице. Отдельные стрелки указывают направление движения пылевоздушной смеси и дымовых газов.

1 — транспортер сырого угля; 2 — бункер сырого угля; 3 — ленточный питатель; 4 — молотковая мельница с шахтным сепаратором; 5 — котельный агрегат; 6 — воздухоподогреватель; 7 — всасывающий короб вентилятора; 8 — дутьевой вентилятор; 9 — нагнетательный трубопровод холодного воздуха; 10 — трубопровод горячего воздуха; 11 — подача вторичного воздуха в топку (через шлицы); 12 — дымосос; 13 — трубопровод рециркуляции горячего воздуха.

Дымовые трубы современных электростанций сооружают из железобетона с внутренней футеровкой, предохраняющей железобетон от нагрева, и из стали. Высота дымовых труб достигает 320 м (см. гл. 15).

Для котельных агрегатов паропроизводительностью до 640 т/ч применяют дымососы и дутьевые вентиляторы центробежного типа. Воздух или дымовые газы через всасывающий короб поступают в центральную часть ротора (крыльчатки) (рис. 7-27). По окружности ротора расположены плоские или обращенные выпуклостью вперед лопатки, которые выбрасывают находящийся перед ними воздух или газы в расширяющуюся полость между ротором и спиральным кожухом вентилятора, заканчивающуюся выходным патрубком. Чем больше скорость, с которой лопатки ударяются о воздух или газы, тем больше создаваемое

вентилятором давление, представляющее собой разность давления или разрежения в выходном и входном патрубках.

Дымососы и вентиляторы выполняют двустороннего и одностороннего всасывания. У первых дымовые газы (воздух) подводятся к ротору с обеих сторон, а у вторых — с одной стороны.

Дымососы и вентиляторы устанавливают на отдельных массивных железобетонных фундаментах, могущих воспринять вибрационную нагрузку при их работе.

В технической характеристике дымососа (вентилятора) указывается его производительность ($\text{м}^3/\text{ч}$), давление (Па, кПа, мм вод. ст.), мощность электродвигателя (кВт) и частота вращения (об/мин).

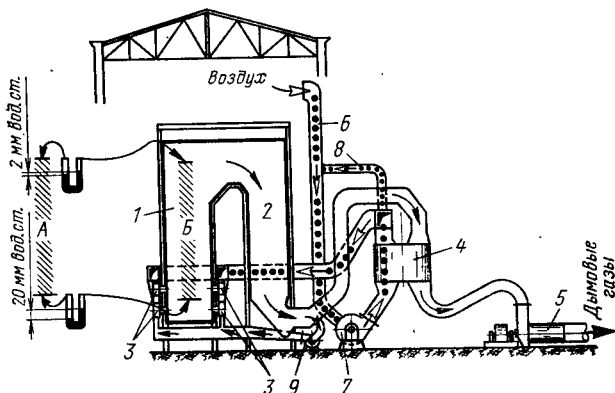


Рис. 7-26. Схема движения дымовых газов в современном газомазутном котельном агрегате.

1 — топка; 2 — конвективная шахта; 3 — газомазутные горелки; 4 — регенеративный воздухоподогреватель; 5 — дымосос осевого типа; 6 — всасывающий трубопровод дутьевого вентилятора; 7 — дутьевой вентилятор; 8 — трубопровод рециркуляции горячего воздуха; 9 — дымосос рециркуляции дымовых газов.

Создаваемое дымососом (вентилятором) давление затрачивается на преодоление сопротивления движению газов (воздуха). Тягомер, установленный на выходе дымовых газов из воздухоподогревателя (рис. 7-25), показывает большее разрежение, в то время как перед пароперегревателем разрежение равно лишь 20 Па (2 мм вод. ст.). Разность показаний тягомеров равна потере давления дымовых газов, расходуемого в основном на трение их о стенки газоходов.

При каждом изменении нагрузки котельного агрегата необходимо изменять количество воздуха, подаваемого в топку, и давление, создаваемое дымососом, т. е. автоматически регулировать дутье и тягу во

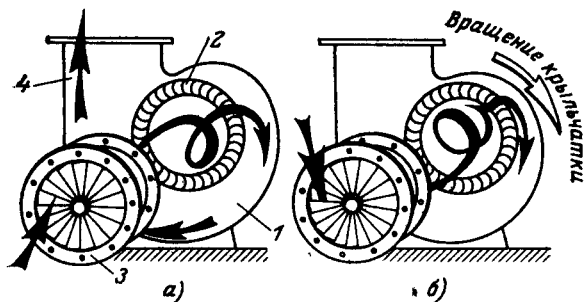


Рис. 7-27. Схемы работы перетробежного вентилятора. Передняя часть кожуха условно снята.

а — при правильном направлении предварительного завихрения воздуха; б — при его неправильном направлении; 1 — кожух; 2 — ротор; 3 — направляющий аппарат, показанный для наглядности схемы в смещенном положении; 4 — выходной патрубок.

избежание ухудшения к. п. д. котельного агрегата и перерасхода электроэнергии на тягодутьевую установку.

Давление дымососов и вентиляторов при работе котельного агрегата с неполной нагрузкой можно регулировать различными способами. Наиболее распространенным способом является регулирование давления направляющим аппаратом, присоединяемым к всасывающему патрубку вентилятора. Направляющий аппарат, изображенный на рис. 7-27,а, имеет лопатки, расходящиеся от оси входного патрубка. Все лопатки поворачиваются одновременно на одинаковый угол от общего механизма. Лопатки закручивают поток проходящего через него воздух в ту сторону, в которую вращается ротор вентилятора.

Если воздух или дымовые газы завихряют в направляющем аппарате в сторону, обратную вращению ротора, то во внутренней части крыльчатки поток должен резко поворачиваться (рис. 7-27,б). На это тратится значительная часть давления, и показатели работы вентилятора ухудшаются.

Регулировать давление можно изменением частоты вращения дымососа (вентилятора) путем применения двойного привода от двух электродвигателей, имеющих различную мощность и частоту вращения. Валы этих электродвигателей присоединяют к различным концам вала дымососа.

Для котельных агрегатов паропроизводительностью 1000 т/ч и выше применяют осевые тягодутьевые машины. В дымососе осевого типа (рис. 7-28) дымовые газы поступают из всасывающего патрубка в цилиндрический корпус, в котором вращаются два рабочих колеса с радиально установленными лопатками. Перед рабочими колесами установлены прикрепленные к корпусу лопатки направляющих аппаратов. На напорной стороне дымососа скорость дымовых газов снижается в диффузоре (расширителе).

От плотности воздушного и газового трактов (системы подачи воздуха и удаления дымовых газов) зависят к. п. д. котельной установки и расход мощности на тягодутьевые машины. Поэтому при изготовлении и монтаже газозовдухопроводов предъявляют высокие требования к их плотности. Все сварные швы коробов проверяют при их изготовлении промазыванием керосином. По окончании монтажа плотность газозовдушного тракта проверяют следующим способом.

Газоходы. Пускают в работу дымосос и создают разрежение в газоходах. Затем проверяют снаружи горящими факелами сварные швы и фланцевые соединения по втягиванию пламени.

Воздуховоды. Пускают в работу дутьевой вентилятор и засыпают во всасывающий патрубок несколько ведер молотого мела или охры. Неплотности обнаруживают по местам выхода мела или охры.

Дымососы для рециркуляции дымовых газов должны иметь меньшую подачу, чем основные дымососы. Так, для котельных агрегатов па-

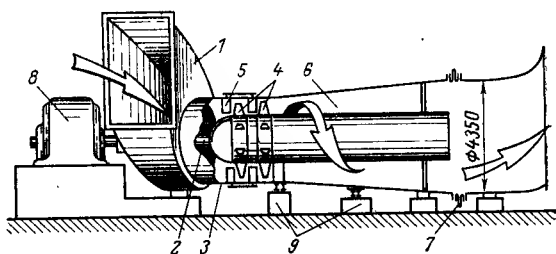


Рис. 7-28. Устройство дымососа осевого типа. 1 — всасывающий патрубок; 2 — вал; 3 — корпус; 4 — рабочее колесо с лопатками; 5 — направляющий аппарат; 6 — диффузор; 7 — компенсатор; 8 — электродвигатель; 9 — опоры.

ропроизводительностью 1000 т/ч устанавливают два дымососа рециркуляции, имеющих следующую характеристику:

Подача	330 000 м ³ /ч
Давление	4,23 кПа (430 мм вод. ст.)
Температура газов	350°C
Мощность электродвигателя	480 кВт
Частота вращения	750 об/мин
Масса (с электродвигателем)	13,9 т

Воздуходувки для котельных агрегатов, работающих под наддувом (без дымососов), развивают давление около 8—12 кПа (800—1200 мм вод. ст.), так как они должны преодолеть сопротивление воздушного и газового трактов котельного агрегата.

Для создания высокого давления воздуходувки имеют несколько ступеней давления. Каждая из двух воздуходувок для котельного агрегата типа ТГМП-324 паропроизводительностью 1000 т/ч для энергоблока 300 МВт имеет следующую характеристику:

Подача	550 000 м ³ /ч
Давление	8 кПа (800 мм вод. ст.)
Частота вращения	1000 об/мин
Температура воздуха	30°C
Мощность электродвигателя	1400 кВт

Глава восьмая

ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКЦИИ СОВРЕМЕННЫХ КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ

8-1. КОТЕЛЬНЫЙ АГРЕГАТ БКЗ-420-140-6

Котельный агрегат предназначен для работы на азейском буром угле марки БЗР с низшей теплотой сгорания топлива $Q_{н} = 17\,750$ кДж/кг (4240 ккал/кг), влажностью $W_p = 25\%$ и зольностью $A_c = 15\%$, с выходом летучих 46%. Паропроизводительность котельного агрегата 420 т/ч, давление 13,5 МПа (140 кгс/см²), температура перегрева пара 560°C.

Котельный агрегат (рис. 8-1) имеет П-образную компоновку и несущий каркас, к потолочному перекрытию которого подвешены все поверхности нагрева. Воздухоподогреватель опирается на каркас и соединен с опускным газоходом компенсатором. Водяной экономайзер расположен в опускном газоходе. Испарительные поверхности образованы экранами топочной камеры и боковыми панелями горизонтального поворотного газохода. Пароперегреватель расположен в верхней части топочной камеры и в поворотном газоходе.

К особенностям компоновки котельного агрегата следует отнести закрытые стен поворотного и опускного газоходов до воздухоподогревателя трубными панелями и компоновку экономайзера, и воздухоподогревателя без рассечки; выполнение стеновых панелей из труб с небольшими зазорами, несущих на себе «горячую» обшивку с изоляцией.

Топочная камера с твердым шлакоудалением имеет прямоугольное сечение шириной 15,10 и глубиной 7,74 м. Стены ее экранированы трубами $\varnothing 60 \times 5,5$ мм из стали 20 с шагом 64 мм. Фронтальной и задней экраны в нижней части образуют холодную воронку. В верхней части заднего экрана выполнен аэродинамический выступ. С наружной сторо-

ны топку охватывают пояса жесткости из необогреваемых двутавровых балок с шагом 3,30 м. Топка расчленена на 32 транспортабельных поставочных блока.

На фронтальной стене топки в два яруса расположены восемь вихревых горелок. Закрутка первичного воздуха осуществляется неподвижными лопатками, а вторичного — поворотными.

Сепарация пара осуществляется в барабане с внутренним диаметром 1600 мм из стали 16ГНМА и в выносных циклонах. Испарение двухступенчатое. В солевой отсеке включены средние блоки боковых экранов топки.

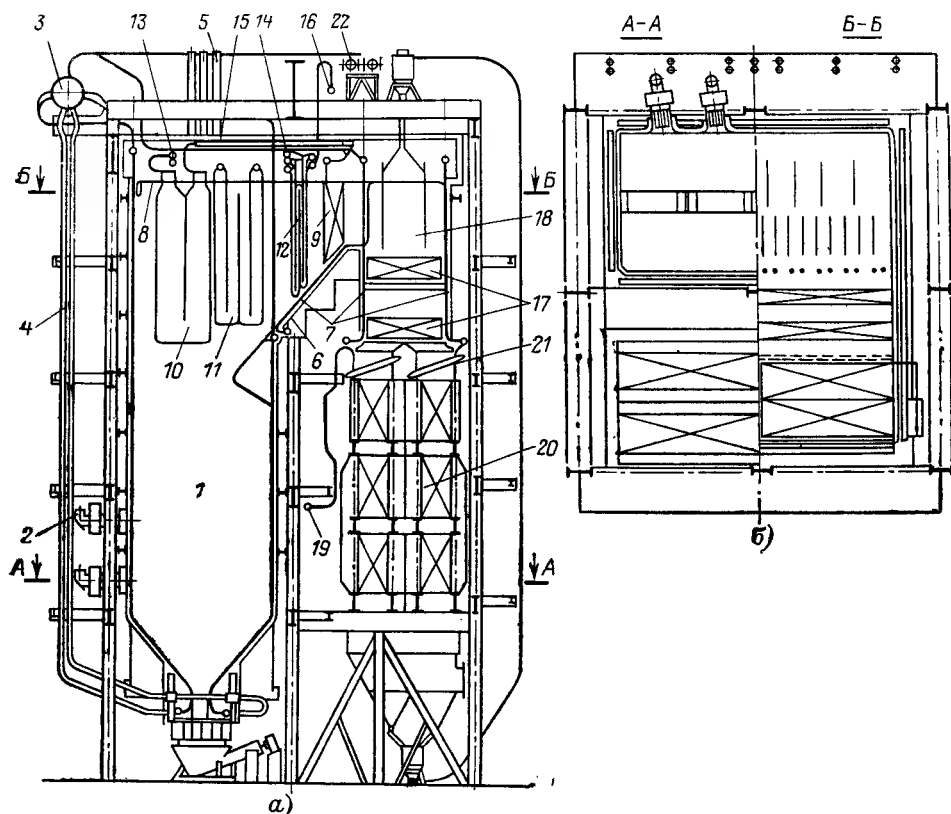


Рис. 8-1. Котельный агрегат БКЗ-420-140-6.

а — продольный разрез; *б* — горизонтальный разрез; 1 — топочная камера; 2 — горелки; 3 — барабан; 4 — водоотпускные трубы; 5 — выносные циклоны; 6 и 7 — испарительные и пароперегревательные панели; 8 — потолочный пароперегреватель; 9 — холодный пакет пароперегревателя (I ступень); 10 — ширмы типа 1 (II ступень); 11 — ширмы типа 2 (III ступень); 12 — выходная часть пароперегревателя (III, IV ступени); 13 и 14 — парохладители I и II ступеней; 15 — растопочные парохладители; 16 — паросборная камера; 17 — экономайзер; 18 — экономайзерные панели; 19 — камера подвода питательной воды; 20 — воздухоподогреватель; 21 — компенсатор; 22 — конденсатор.

Опускная система вынесена за пределы каркаса и выполнена из труб $\varnothing 219 \times 18$ мм (топочные экраны чистого отсека), $\varnothing 159 \times 14$ мм (солевой отсеке) и 133×13 мм (боковые панели поворотного газохода). Пароотводящая система выполнена из труб $\varnothing 133$ и 159 мм. Отводящие трубы топочных экранов используются для подвески топочной камеры, поэтому нагруженная их часть выполнена из легированной стали.

Пароперегреватель состоит из радиационной и конвективной частей. Радиационная часть размещается в поворотном и опускном газоходах и включает в себя потолок котельного агрегата и ширмы. Два выпускных конвективных пакета расположены в поворотном газоходе. Пароперегреватель изготовлен из труб $\varnothing 38$ и 42 мм, что увеличивает его надежность.

Пароперегреватель выполнен четырехступенчатым. Первая ступень включает в себя панели поворотного и опускного газоходов, потолок котельного агрегата и один конвективный пакет, самый последний по ходу дымовых газов. Панели поворотного и опускного газоходов выполнены из труб $\varnothing 42 \times 5$ (сталь 20). Конвективный (холодный) пакет сделан из труб $\varnothing 42 \times 5$ (сталь 20), а его выходная часть — из труб $\varnothing 42 \times 4$ мм (сталь 12Х1МФ). Далее весь пароперегреватель выполнен из стали 12Х1МФ, кроме выходной ступени, где использована сталь аустенитного класса.

Вторая ступень пароперегревателя включает в себя ширмы двух типов. Первые по ходу пара ширмы (8 шт.) расположены в верхней части топочной камеры с шагом около 1500 мм. Вторые ширмы в количестве 18 шт. размещаются рядом с первыми на входе в поворотный газоход с шагом около 750 мм. Оба типа ширм выполнены из труб $\varnothing 42 \times 5$ мм.

Ширмы первого типа представляют собой отдельные плоские блоки, каждая ширма имеет свои входные и выходные камеры. Ширмы второго типа выполнены в виде объемных блоков, общие входные и выходные камеры которых объединяют по четыре (три средних блока) и по три (крайние блоки) ширмы.

Третьей ступенью пароперегревателя является средняя часть первого по ходу газов конвективного пакета, выполненная из труб $\varnothing 38 \times 6$ мм. Через четвертую ступень (края этого же конвективного пакета) пар проходит также прямоотком. Она выполнена из труб $\varnothing 38 \times 5$ мм (сталь Х18Н12Т). Выходные камеры его, а также паросборная камера изготовлены из стали 15Х1М1Ф.

Первую ступень пар проходит одним потоком и выходит из нее в пять камер. Далее пар разделяется на два потока. При этом с помощью схемы перепуска достигается усреднение температуры пара между потоками.

С целью устранения температурных перекосов в пароперегревателе производится перемешивание пара в пределах каждого потока после каждой ступени. Кроме того, 2 раза потоки пара перебрасываются с левой половины на правую и наоборот. Переброс производится между ширмами первого и второго типа и между третьей и четвертой ступенями.

Регулирование температуры перегрева пара осуществляется в двух ступенях пароохладителей за счет впрыска собственного конденсата. Пароохладители установлены по одному на каждом потоке между первой и второй ширмами и между третьей и четвертой ступенями.

Для защиты ширм от недопустимого перегрева при растопке котельного агрегата пароперегреватель снабжен растопочными пароохладителями впрыскивающего типа.

Два конвективных пакета экономайзера имеют горизонтальные змеевики. После первого пакета вода поступает в конденсатную установку для охлаждения пара, а после второго пакета направляется в барабан котла. Змеевики изготовлены из труб $\varnothing 32 \times 14$ мм (сталь 20). Верхний

пакет опирается на балки, охлаждаемые воздухом, нижний — на балки лез охлаждения.

Трубы верхнего пакета переходят в экономайзерные панели боковых стен конвективной шахты. Так как температура среды в этих панелях изменяется в широких пределах и значительно ниже температуры насыщения в других панелях, трубы этих панелей закреплены подвижно относительно труб других панелей.

Ниже верхнего пакета экономайзера боковые стены опускного газохода не экранированы ввиду того, что газы имеют температуру 450°C. Здесь стены образованы из стальных металлических листов, края которых со всех сторон отбортованы наружу для жесткости и компенсации неравномерных температурных расширений. Отбортованные края листов свариваются.

Воздухоподогреватель состоит из кубов с несущими маяковыми трубами, с обогреваемыми рамами между ходами воздухоподогревателя. Все элементы соединены сваркой. Нижние (сменные) кубы подвешены к опорной раме каркаса. Диаметр труб $\varnothing 40 \times 1,5$ мм.

Разделение перегородкой тракта воздухоподогревателя позволяет применить раздельную подачу первичного и вторичного воздуха от двух разных вентиляторов. Линзовый компенсатор между воздухоподогревателем и опускным газоходом котла установлен наклонно для компенсации вертикальных и горизонтальных перемещений.

Каркас котельного агрегата имеет рамную конструкцию. Его жесткость в вертикальном направлении обеспечивается рамой и наклонными связями, а в горизонтальном направлении — потолочным перекрытием и четырьмя поясами круговых площадок. Поверхности нагрева подвешиваются к балкам потолочного перекрытия с помощью тяг с шарнирными опорами. Верхние камеры экранов топки и газоходов, пароохладители и перепускные трубы пароперегревателя размещены в «теплом ящике» со съемными потолочными щитами.

Котельный агрегат поставляется транспортабельными блоками. Менее 20% по массе отправляется отдельными деталями.

Котельный агрегат имеет следующие основные характеристики:

Паропроизводительность	420 т/ч
Давление перегретого пара	13,5 (140) МПа (кгс/см ²)
Температура перегретого пара	560°C
Коэффициент полезного действия брутто	92,7%
Температура уходящих газов	139°C
Температура подогрева воздуха	286°C
Общая масса металла	2240 т
Масса металла под давлением	861 т
Габаритные размеры по осям колонн:	
ширина	20 м
глубина	20 м
высота (по выступающим частям)	40,5 м

8-2. КОТЕЛЬНЫЙ АГРЕГАТ БКЗ-420 НГМ

Котельный агрегат с естественной циркуляцией паропроизводительность 420 т/ч с рабочим давлением 13,5 МПа (140 кгс/см²), 560°C предназначен для работы под наддувом на природном газе и мазуте.

Компоновка котельного агрегата (рис. 8-2) П-образная, сомкнутая, с вынесенным воздухоподогревателем.

Топочная камера имеет ширину 13,21 м и глубину 5,94 м. Все ее стороны экранированы плавниковыми трубами $\varnothing 50 \times 6$ мм с шагом 70 мм; в нижней части топки (в районе расположения горелок и на 2 м выше их) материал труб — сталь 12МХ или 15ХМ, в остальной части

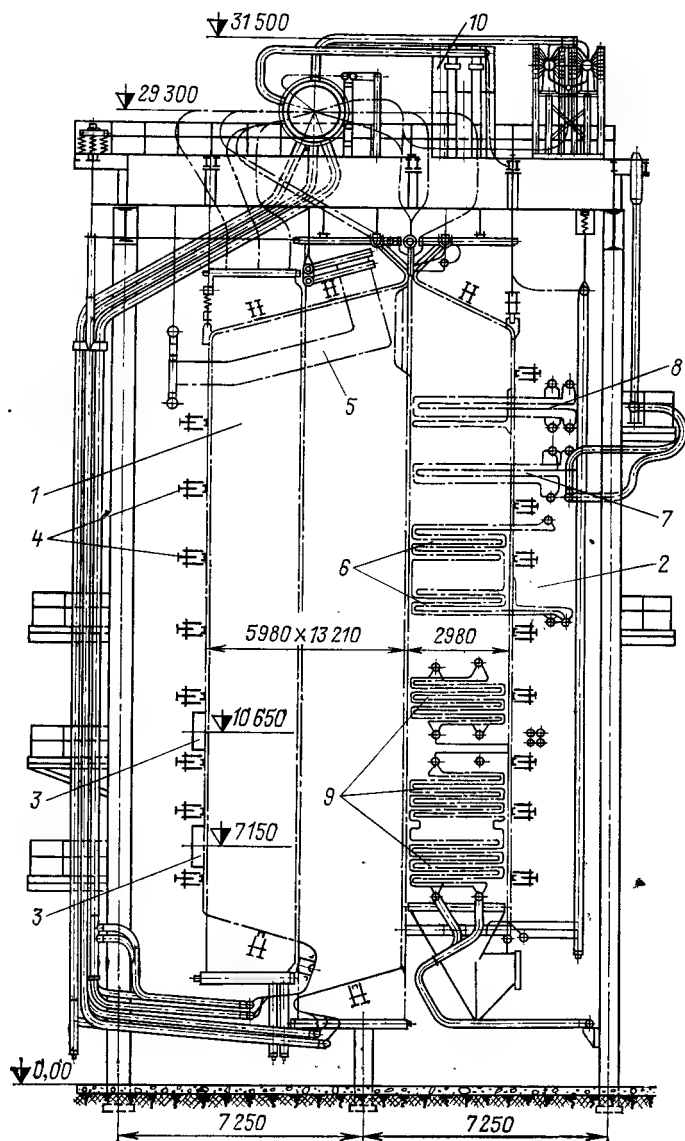


Рис. 8-2. Котельный агрегат БКЗ-420 ГНМ.

1 — топка; 2 — конвективная шахта; 3 — комбинированные газомазутные горелки; 4 — пояса жесткости; 5 — наклонно-горизонтальный ширмовый пароперегреватель; 6 — холодный пакет конвективного пароперегревателя; 7 и 8 — третья и четвертая ступени конвективного пароперегревателя; 9 — пакеты водяного экономайзера; 10 — выносные циклоны.

экранов — сталь 20. Трубы сварены по плавникам в цельносварную коробку, рассчитанную на избыточное давление 4,9 кПа (500 мм вод. ст.). Наддув в топке составляет 2,9 кПа (300 мм вод. ст.).

Задний экран в верхней своей части образует трехрядный фестон из гладких труб с шагами 210 и 220 мм. Верхняя часть фронтального экрана переходит в наклоненный под углом 30° потолок топки; концы труб заведены в коллектор, из которого пароводяная смесь по перепускным трубам направляется в барабан котла.

На фронтальной стене топки установлены восемь комбинированных газомазутных горелок производительностью по 3,5 т/ч мазута, расположенных в два яруса. Амбразуры горелок выполнены в виде корзин из гладких труб $\varnothing 50 \times 6$ мм (сталь 12МХ или 15ХМ) с ошпировкой.

На 3,6 м ниже уровня горелок с фронта в топочную камеру подводятся рециркуляционные газы. Отбор газов производится за водяным экономайзером при температуре 326°C . Рециркуляция газов регулирует температуру перегрева пара и снижает местные тепловые нагрузки экранов.

В нижней части топки установлены два лаза $\varnothing 450$ мм, охлаждаемые водой, амбразуры которых выполнены из гладких труб. Для восприятия давления наддува в топке экранные стены укреплены поясами жесткости. Соединение и уплотнение стен между собой в углах топки осуществляется при помощи клиновых сухарей, обвариваемых по периметру их примыкания к трубам и плавникам. На рис. 8-3 представлен узел соединения фронтального и бокового экранов при помощи клиновых сухарей.

Экраны топочной камеры разделены на 23 циркуляционных контура. Питание фронтальных панелей осуществляется шестью, а задних 12 стояками из труб $\varnothing 219 \times 18$ мм.

Каждый боковой экран состоит из двух блоков. Передний блок питается от стояка $\varnothing 219 \times 18$ мм, а задний разделен на две части. Одна часть заднего экрана соединена с выносными циклонами трубами $\varnothing 133 \times 10$ мм, а другая — такими же трубами с отдельным стояком. Разводка от стояков к нижним коллекторам экранов осуществляется трубами $\varnothing 159 \times 12$ мм. Пароотводящие трубы имеют диаметры 159×12 мм и 133×10 мм (из выносных циклонов). Непосредственно к топке приваривается конвективная шахта, также представляющая собой цельносварную коробку, одна из стен которой является общей с задней стеной топки. Наружные стены конвективной шахты экранированы плавниковыми пароперегревательными трубами $\varnothing 50 \times 6$ мм из стали 20, боковые — с шагом 70 мм, задняя — с шагом 104 мм.

В конвективной шахте по ходу газов расположены перпендикулярно фронту котла змеевики пароперегревателя и водяного экономайзера, прикрепленные при помощи специальных опор к задней стене топки и к задней стене конвективной шахты.

Радиационная часть пароперегревателя выполнена в виде наклонно-горизонтальных ширм в верхней части топочной камеры. Входные и

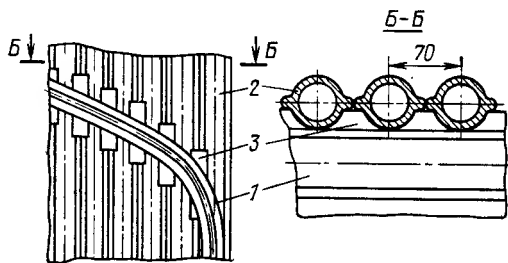


Рис. 8-3. Соединение цельносварных плавниковых стен топки с помощью клиновых сухарей. 1 — плавниковые трубы фронтального экрана; 2 — то же бокового; 3 — клиновые сухари.

выходные участки труб $\varnothing 32 \times 4$ мм из стали 12Х1МФ проходят через фронтную стену и потолок топки и плотно к ним привариваются применением специальных гребенок.

Пароперегреватель выполнен по следующей схеме. Пар из барабана направляется в две камеры, откуда двумя потоками поступает в нижние коллекторы боковых и крайних панелей задней стены конвективной шахты. Пройдя эти панели, пар вновь опускается по стоякам, поступает в средние панели задней стены конвективной шахты и собирается в две камеры. Затем пар направляется в холодный пакет конвективного пароперегревателя, выполненный из труб $\varnothing 32 \times 4$ мм (сталь 20), и в первый парохладитель. Оттуда также двумя потоками пар входит в десять крайних правых ширм, пройдя которые перебрасывается в левые средние, а из крайних левых — в правые средние ширмы.

Пройдя противотоком средние ширмы, пар поступает в общий коллектор, откуда, разделяясь на два потока, по трубам поступает в коллекторы, из которых направляется в верхние коллекторы средних блоков третьей ступени пароперегревателя.

Пройдя прямотоком средние блоки этой ступени из труб $\varnothing 32 \times 5,5$ мм (сталь 12Х2МФСР), пар поступает во второй парохладитель и затем в крайние блоки третьей ступени. Далее по перепускным трубам пар проходит в средние блоки четвертой ступени из труб $\varnothing 32 \times 5,5$ мм (сталь 12Х2МФСР), после которых расположен третий парохладитель. Затем пар поступает в крайние блоки четвертой ступени и, пройдя их прямотоком, в две паросборные камеры.

Боковые панели конвективной шахты изготовлены из плавниковых труб $\varnothing 50 \times 6$ мм с шагом 70 мм. В задней же стене конвективной шахты трубы имеют шаг 104 мм из условий пропуска между ними концов змеевиков пароперегревателя и водяного экономайзера, которые в местах прохода обвариваются.

Ниже пароперегревателя расположен водяной экономайзер, состоящий из трех пакетов из труб $\varnothing 32 \times 4$ мм (сталь 20). Питательная вода, пройдя два нижних пакета, поступает для охлаждения конденсаторов установки собственного расхода, а затем направляется в нижние коллекторы верхнего пакета водяного экономайзера и после него в барабан.

В котле применено двухступенчатое испарение. Первая ступень испарения состоит из внутрибарабанных циклонов и дырчатого паропромывочного листа, вторая ступень — из выносных циклонов.

Регулирование температуры перегрева пара осуществляется как впрыском собственного конденсата, так и рециркуляцией дымовых газов в низ топочной камеры.

Максимальное значение рециркуляции газов составляет 30% при 70% нагрузки котельного агрегата и работе на мазуте. При сжигании газа рециркуляция отключается, и регулирование перегрева производится только впрыском, максимальное значение которого составляет 8%.

Обмуровка в котельном агрегате заменена тепловой изоляцией. Котельный агрегат, включая все поверхности нагрева с гарнитурой, подвешен к каркасу.

Каркас котла представляет собой пространственную рамную конструкцию. Совместная работа колонн и пространственная жесткость каркаса обеспечиваются жестким в горизонтальной плоскости потолочным перекрытием, горизонтальными ригелями и усиленными площадками обслуживания, расположенными на отметках ригелей.

Основные технико-экономические показатели котельного агрегата следующие:

Коэффициент полезного действия брутто, %:	
на газе	94,0
на мазуте	92,5
Температура уходящих газов, °С:	
на газе	106
на мазуте	151
Масса, т:	
под давлением	780
прочего металла	520
изоляции	115

8-3. КОТЕЛЬНЫЙ АГРЕГАТ ТПП-312 ПАРПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ 1000 т/ч

Прямоточный однокорпусный котельный агрегат типа ТПП-312 паропроизводительностью 1000 т/ч с рабочим давлением 25 МПа (255 кгс/см²), 545/545°С, с однократным промежуточным перегревом предназначен для работы на пыли отсевов газовых углей марки ГСШ в блоке с турбиной мощностью 300 МВт.

Котельный агрегат (рис. 8-4) имеет П-образную компоновку, предназначен для работы под разрежением. Габариты котельного агрегата

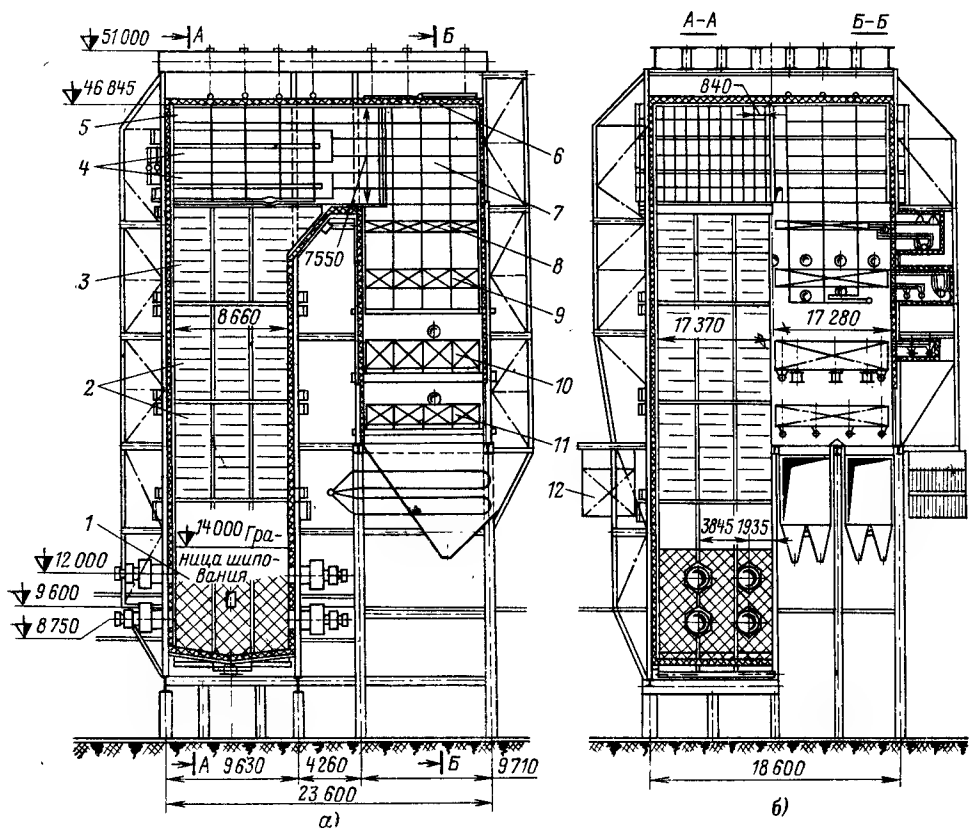


Рис. 8-4. Котельный агрегат ТПП-312.

а — продольный; б — поперечный разрезы; 1 — НРЧ; 2 — СРЧ; 3 — ВРЧ; 4—6 — ширмовый, фронт-вой и потолочный пароперегреватели; 7 — экран поворотной камеры; 8 — конвективная ступень пароперегревателя высокого давления; 9 и 10 — выходная и входная части промежуточного пароперегревателя; 11 — водяной экономайзер; 12 — паропаровой теплообменник.

по осям колонн каркаса составляют: ширина по фронту 20,2 м; глубина 25,5 м, высота потолочного перекрытия 51 м.

Котельный агрегат не имеет отдельного несущего каркаса, за исключением задней стены. Основными несущими конструкциями служат обшивочные щиты, устанавливаемые на портал и далее друг на друга. Устойчивость щитов в горизонтальной плоскости обеспечивается горизонтальными фермами, а в вертикальной — самими щитами и контрфорсами, расположенными в углах сопряжения щитов.

Пароводяной тракт выполнен двухпоточным с самостоятельным регулированием по каждому потоку расхода и температуры среды.

Топочная камера с размерами в плане 8,65×17,3 м полностью экранирована. По высоте экраны топки разбиты на четыре части: подовый экран из труб $\varnothing 32 \times 6$ мм (сталь 12Х1МФ) до отметки 7,1 м; НРЧ из труб $\varnothing 32 \times 6$ мм (сталь 12Х1МФ); СРЧ-I из труб 32×6 мм (сталь 12Х1МФ) до отметки 24,8 м; СРЧ-II из труб $\varnothing 32 \times 6$ мм (сталь 12Х1МФ) до отметки 32,16 м; ВРЧ из труб $\varnothing 32 \times 6$ мм (сталь 12Х1МФ) с отметки 32,16 до отметки 39,45 м. Нижняя часть экранов топки — под и НРЧ до отметки 14,0 м, на 2 м выше оси верхнего ряда горелок, ошпированы и закрываются зажигательным поясом из карборунда.

Панели НРЧ имеют вертикальную навивку, а панели СРЧ-I, СРЧ-II и ВРЧ — горизонтальную навивку и подъемное движение среды.

Под топку слабонаклонный, двухскатный. Выпуск жидкого шлака производится через две охлаждаемые шлаковые летки. Для удаления шлака предусмотрены две механизированные установки роторного типа.

На части фронтальной стены топки от отметки 39,5 м и выше и на потолке топки и конвективной шахты расположена поверхность радиационного пароперегревателя из труб $\varnothing 32 \times 6$ мм (сталь 12Х1МФ). Между фронтальной и потолочной частями пароперегревателя расположены компенсаторы тепловых удлинений.

Из условий транспортировки потолочные панели имеют по длине один монтажный стык. Боковые и задние стены поворотной камеры от отметки 39,5 м до потолка закрыты экранами из труб $\varnothing 38 \times 6$ мм (сталь 12Х1МФ).

На выходе из топки размещены две ступени горизонтального ширмового пароперегревателя высокого давления: первая входная ступень состоит из 20 входных ширм из труб $\varnothing 32 \times 6$ мм (сталь 12Х1МФ и Х18Н12Т), вторая выходная ступень — из 20 ширм из труб $\varnothing 32 \times 7$ мм (сталь 12Х1МФ и Х18Н12Т). Подвесная система ширмового пароперегревателя состоит из охлаждаемых труб $\varnothing 32 \times 6$ мм (сталь 12Х1МФ), в четырех местах поддерживающих каждую ширму.

В конвективной шахте последовательно по ходу газов расположены пакеты конвективного пароперегревателя высокого давления, состоящие из трехзаходных змеевиков из труб $\varnothing 32 \times 7$ мм (сталь 12Х1МФ и Х18Н12Т), выходные пакеты конвективного промежуточного пароперегревателя из труб $\varnothing 42 \times 4$ мм (сталь 12Х1МФ и Х18Н12Т), входные пакеты промежуточного пароперегревателя из труб $\varnothing 50 \times 5$ мм (сталь 12Х1МФ), пакеты водяного экономайзера из труб $\varnothing 32 \times 6$ мм (сталь 20).

Выходные пакеты конвективного пароперегревателя и промежуточного пароперегревателя поддерживаются подвесными охлаждаемыми трубами $\varnothing 32 \times 6$ мм (сталь 12Х1МФ). Входной пакет промежуточного пароперегревателя и водяной экономайзер опираются на собственные коллекторы.

Предусмотрена очистка экранов паровыми обдувочными приборами, а конвективных поверхностей — дробью.

Пароводяной тракт котельного агрегата выполнен из двух самостоятельно регулируемых несмешивающихся потоков как по пару высокого давления, так и по пару промежуточного перегрева. Поверхности нагрева, объединенные в один поток, расположены на одной половине котла и не имеют перебросов среды с одной половины котла на другую.

Регулирование температуры пара высокого давления осуществляется изменением соотношения вода — топливо с подрегулировкой впрыскиваемыми парохладителями, установленными перед ВРЧ, перед ширмовым пароперегревателем и перед конвективным пароперегревателем высокого давления.

Регулирование температуры пара промежуточного перегрева производится в выносных паропаровых теплообменниках.

Пылевые горелки производительностью 8,5 т/ч по ГСШ в количестве 16 шт. расположены в два яруса на фронтальной и задней стенах топки. На этих же стенах на отметке 16,5 м установлены 16 сопел для сброса в топку сушильного агента.

Обмуровка котельного агрегата щитовая, многослойная, имеет толщину: в районе топки 280 мм, в районе пароперегревателя 380 мм, водяного экономайзера 220 мм. Щиты полностью обшиты стальным листом. Общая масса обмуровки 2200 т.

Для подогрева воздуха за котельным агрегатом устанавливаются два регенеративных воздухоподогревателя с роторами диаметром 9,8 м. Конструкция котельного агрегата предусматривает поставку поверхностей нагрева крупными транспортабельными блоками.

Экраны топки поставляются панелями с коллекторами, за исключением пода и задней стены НРЧ; обшивочный каркас — щитами по размерам, соответствующим трубным панелям; металлоконструкции котельного агрегата (каркас нижней части, бункера, фермы, помосты и лестницы и пр.) — в виде законченных изготовлением блоков и элементов. Масса металлоконструкций котельного агрегата — 1480 т. Масса и количество поставочных блоков поверхностей нагрева котельного агрегата приведены в табл. 8-1.

Максимальная масса поставочного блока 28,11 т. Количество монтажных стыков поверхностей нагрева равно 4594, в том числе по подвесным трубам ширм и конвективной шахты 2080, по трубопроводам в пределах котла 1216, по коллекторам 584 стыка.

Суммарная масса металла агрегата 4847 т, в том числе металла под давлением 1800 т (аустенитной стали X18H12T 234 т, стали 12X1MФ 1422 т).

Таблица 8-1

Масса и количество поставочных блоков поверхности нагрева котельного агрегата ТП-312

Поверхности нагрева	Количество поставочных блоков, шт.	Масса одного блока, т
Подовый экран	12	3,18—3,22
НРЧ	36	2,74—3,41
СРЧ	36	3,86
ВРЧ	26	1,59—3,86
Ширмовый пароперегреватель высокого давления	40	3,68—4,65
Потолочный пароперегреватель	14	4,46—4,75
Экраны поворотной камеры	12	6,04—6,15
Конвективный пароперегреватель высокого давления	8	12,38—13,76
Конвективный промежуточный пароперегреватель:		
выходной	8	16,82—18,20
входной	8	27,01—28,11
Водяной экономайзер	8	26,99—27,39

Некоторые технико-экономические показатели котельного агрегата:

Коэффициент полезного действия брутто, %	92,4
Температура, °С:	
уходящих газов	136
горячего воздуха	370
питательной воды	260
Сопротивление котлоагрегата, кПа (мм вод. ст.):	
по газам	3,6 (357)
по воздуху	3,7 (372)

8.4. КОТЕЛЬНЫЙ АГРЕГАТ ТГМП-314 ПАРПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ 1000 т/ч

Прямоточный однокорпусный котельный агрегат типа ТГМП-314 паропроизводительностью 1000 т/ч, с рабочим давлением 25 МПа (255 кгс/см²), 545/545°С, с однократным промперегревом предназначен для работы под разрежением на природном газе и мазуте в блоке с турбиной мощностью 300 МВт.

Конструкции отдельных узлов котельного агрегата ТГМП-314 максимально унифицированы с узлами котельного агрегата ТПП-312. Это касается габаритных размеров топочной камеры, одинаковых конструктивных решений по потолку и конвективной шахте, что позволяет выполнить взаимозаменяемыми экраны, металлоконструкции и щиты топки. Поверхности нагрева выполнены из одинаковых труб; диаметры, толщины стенок и марки стали коллекторов также одинаковы.

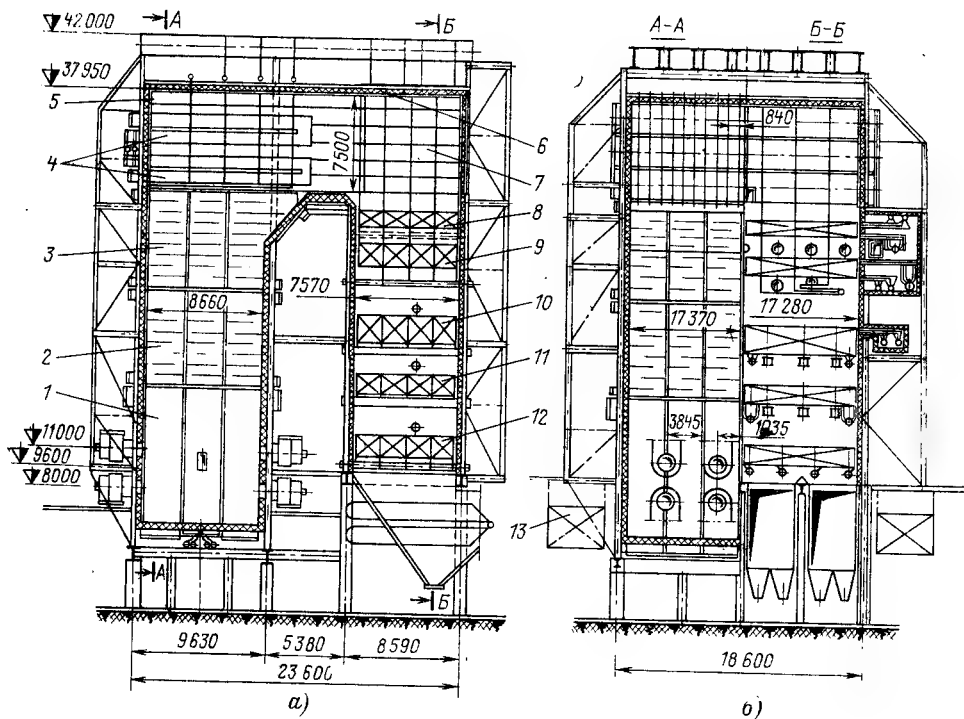


Рис. 8-5. Котельный агрегат ТГМП-314.

а — продольный; б — поперечный разрезы; 1 — НРЧ; 2 — СРЧ; 3 — ВРЧ; 4—6 — ширмовый, фронтальной и потолочный пароперегреватели; 7 — экран поворотной камеры; 8 — конвективная ступень первичного пароперегревателя высокого давления; 9 и 10 — выходная и входная ступени промежуточного пароперегревателя; 11 — переходная зона; 12 — водяной экономайзер; 13 — паропаровый теплообменник.

Котельный агрегат ТГМП-314 (рис. 8-5) имеет П-образную компоновку. Габариты котельных агрегатов ТГМП-314 и ТПП-312 в плане одинаковы. Отметка потолочного перекрытия 42,0 м.

Топочная камера имеет призматическую форму без пережима и полное экранирование. В отличие от экранов котельного агрегата ТПП-312 экраны котельного агрегата ТГМП-314 не имеют зажигательного пояса.

На фронтальной и задней стенах топки расположены в два яруса 16 газомазутных турбулентных горелок производительностью по мазуту 4,6 т/ч. Предусмотрена рециркуляция дымовых газов из газохода за водяным экономайзером в зону горения. Сбросные окна расположены на боковых стенах топки. Экраны топки, поворотной камеры и потолка, подвесные системы ширм и поверхностей нагрева конвективной шахты, теплообменники такие же, как у котельного агрегата ТПП-312.

В конвективной шахте последовательно по ходу газов расположены конвективный пароперегреватель высокого давления, первая и вторая ступени промежуточного пароперегревателя, переходная зона из труб $\varnothing 32 \times 6$ мм (сталь 12Х1МФ) и водяной экономайзер.

Схема пароводяного тракта отличается от применяемой в котельном агрегате ТПП-312 наличием переходной зоны. Схема двухпоточная по первичному и вторичному трактам.

Способы регулирования температуры пара, конструкции обмуровки и каркаса одинаковы с котельным агрегатом ТПП-312.

Поставочные блоки топки включают в себя трубную часть и элементы металлоконструкций. Поставочные блоки экранов топки и поворотной камеры состоят из труб поверхности нагрева, коллекторов, приваренных к трубам, щитового каркаса в пределах блока со всеми деталями крепления труб к каркасу.

Блоки ширм состоят из труб, приваренных к коллекторам (патрубкам). Поставочные блоки конвективных поверхностей нагрева состоят из змеевиков с приваренными к ним коллекторами и опорными элементами в пределах габаритов блока. Теплообменники поставляются в виде кассет, состоящих из семи секций, собранных на постоянном каркасе. Количество и масса поставочных блоков поверхностей нагрева приведены в табл. 8-2.

Каркас, помосты и лестницы, горелки, обмуровочные щиты представляются блоками и законченными элементами и узлами.

Количество монтажных стыков труб поверхностей нагрева состав-

Таблица 8-2

Масса и количество поставочных блоков поверхностей нагрева котельного агрегата ТГМП-314

Поверхности нагрева	Количество поставочных блоков	Масса одного блока, т
Фронтальной и задней экраны НРЧ	16	5,25
Боковые экраны НРЧ	6	5,40
Подовый экран	6	4,10
Фронтальной экран СРЧ	8	5,80
Задний экран СРЧ	8	8,00
Боковые экраны СРЧ	6	10,10
Фронтальной экран ВРЧ-I	8	5,30
Потолочный экран ВРЧ-I	8	6,60
Задний экран ВРЧ-II	8	7,00
Боковые экраны ВРЧ-II	6	6,90
Ширмовой пароперегреватель I ступени	24	2,10
Ширмовой пароперегреватель II ступени	24	2,05
Конвективный пароперегреватель высокого давления	8	17,00
Конвективный пароперегреватель низкого давления:		
выходной	8	16,00
входной	8	22,00
Переходная зона	8	24,00
Водяной экономайзер	8	25,00
Паропаровой теплообменник	8	8,60

ляет 3452. Количество монтажных стыков по коллекторам и трубопроводам в пределах котельного агрегата равно 824. Монтажная сварка аустенитных труб отсутствует. Монтажные стыки на стали 20 составляют 20%, на стали 12Х1МФ — 80%. Около 40% стыков труб поверхностей нагрева относятся к подвесным трубам ширм и конвективной шахты.

Некоторые технико-экономические показатели котельного агрегата:

Коэффициент полезного действия брутто, %:	
на газе	93,8
на мазуте	93,3
Температура уходящих газов, °С:	
на газе	120
на мазуте	139
Температура питательной воды, °С	354
Температура горячего воздуха, °С	260
Соппротивление котлоагрегата, КПа (мм вод. ст.):	
по газам	3,6 (354)
по воздуху	4,2 (417)
Масса, т:	
металла под давлением	1860
легированного металла	1690
общая масса котельного агрегата	4060
обмуровочных материалов	1950

8-5. КОТЕЛЬНЫЙ АГРЕГАТ ТГМП-324 ПАРОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ 1000 т/ч

Прямоточный однокорпусный котельный агрегат типа ТГМП-324 паропроизводительностью 1000 т/ч, с рабочим давлением 25 МПа (255 кгс/см²), 545/545°С, с однократным промперегревом предназначен для работы на природном газе и мазуте в блоке с турбиной мощностью 300 МВт.

Котельный агрегат ТГМП-324 (рис. 8-6,а) запроектирован с газоплотными стенками для работы под наддувом с минимальными избытками воздуха. Котельный агрегат имеет П-образную компоновку. Ширина котельного агрегата по осям колонн каркаса 20,2 м, глубина 25,5 м, верхняя отметка 49,5 м.

Каркас котельного агрегата представляет собой жесткую систему, состоящую из плоских стен топки и конвективной шахты, обрамленных тремя ярусами горизонтальных ферм и связанных потолочным перекрытием. Жесткость и устойчивость каркасу придают раскосы.

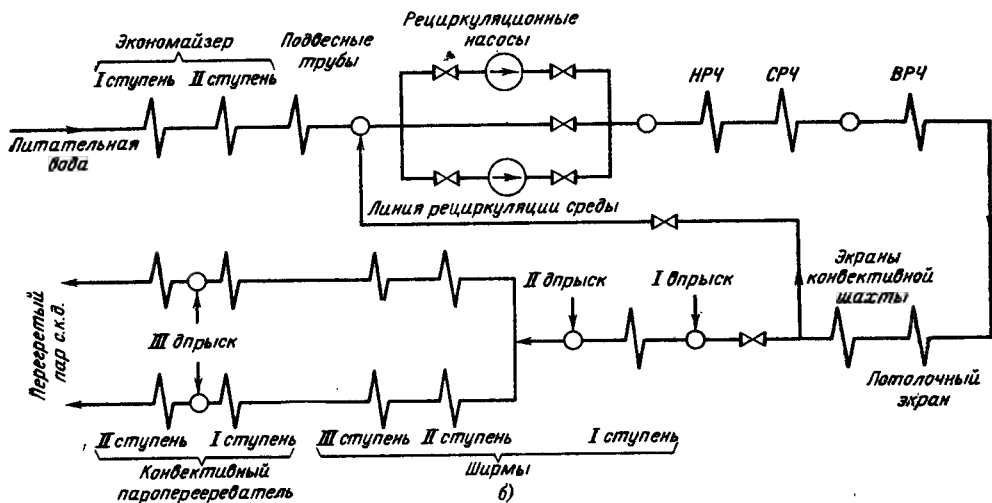
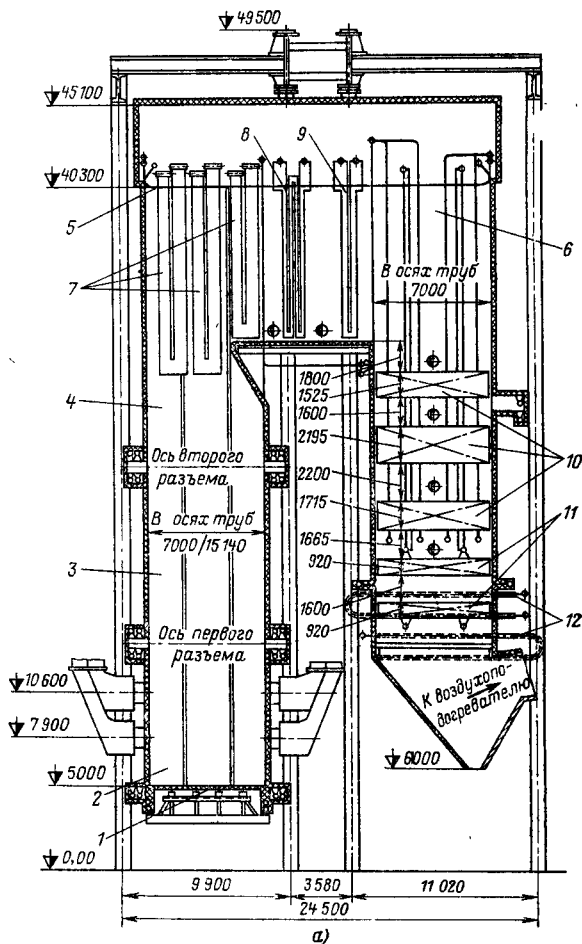
Топочная камера призматической формы без пережима имеет размеры в плане 15,14×7,0 м; стены состоят из цельносварных газоплотных панелей из плавниковых труб Ø32×6 мм из стали НСМ2, содержащей 2,25 Сг и 1% Мо, сваренных в единую коробку. Топочные экраны разбиты по высоте на НРЧ, СРЧ и ВРЧ с промежуточным перемешиванием рабочей среды.

На фронтальной и задней стенах топки установлены в два яруса 16 горелок.

Для обеспечения высокой надежности работы цельносварных панелей, особенно при малых нагрузках котельного агрегата, применена рециркуляция рабочей среды при помощи рециркуляционных насосов (рис. 8-6,б). Для рециркуляции установлены два рециркуляционных насоса, из которых один рабочий, а другой резервный. Рабочая среда, пройдя водяной экономайзер и подвесные трубы конвективных поверхностей нагрева, поступает в смеситель, где смешивается со средой, отби-

Рис. 8-6. Котельный агрегат ТГМП-324.

а — продольный разрез; б — схема водопарового тракта; 1 — под; 2 — НРЧ; 3 — СРЧ; 4 — ВРЧ; 5 — потолочный экран; 6 — экраны конвективной шахты; 7 — ширмовый пароперегреватель; 8 и 9 — входной и выходной конвективные пакеты пароперегревателя ВД; 10 — промежуточный пароперегреватель; 11 — водяной экономайзер; 12 — паропаровой теплообменник.



раемой на рециркуляцию, и одним из насосов нагнетается в топочные экраны.

В пределах экранов топки и конвективной шахты применена однотопочная схема; после прохождения экранов поток раздваивается. Топочные панели имеют ширину около 2 м и входные и выходные коллекторы. Узлы разъемов блоков по высоте имеют уплотнения вокруг коллекторов — «теплые ящики».

Топочная камера, представляющая собой цельносварную коробку, подвешена к каркасу через специальные несущие балки, к которым приварены детали крепления экранов ВРЧ. Для обеспечения жесткости трубные панели имеют поясные балки жесткости.

Таблица 8-3

Масса и количество поставочных блоков поверхности нагрева котельного агрегата ТГМП-324

Поверхности нагрева	Количество поставочных блоков	Масса одного блока, т
Подовый экран	7	2,8
НРЧ	20	3,1
СРЧ	20	3,7
ВРЧ	33	3,8
Экраны конвективной шахты	37	2,3—3,8
Потолочный пароперегреватель	17	2,2
Ширмы I ступени	40	2,4
Ширмы II ступени	20	2,16
Конвективный пароперегреватель высокого давления:		
входной пакет	8	12,0
выходной пакет	8	9,3
Конвективный промежуточный пароперегреватель:		
входной пакет	16	12,5
выходной пакет	8	9,4
Водяной экономайзер	16	16,4
Паропаровой теплообменник	16	4,7
Подвесные трубы	16	2,2
Всего	279	1380

Пароперегреватель высокого давления имеет три ступени ширм и два конвективных пакета. Вертикальные ширмы из труб $\varnothing 32 \times 6$ мм (сталь 12Х1МФ) расположены над топочной камерой и выступают в поворотный газоход. Конвективные пакеты с вертикальными змеевиками расположены в поворотном газоходе, изготовлены из труб $\varnothing 32 \times 6$ мм (сталь 12Х1МФ и Х18Н12Т).

В конвективной шахте расположены выходной (трубы $\varnothing 42 \times 4$ мм из стали Х18Н12Т) и входной (трубы $\varnothing 50 \times 4$ мм из стали 12Х1МФ) пакеты конвективного промежуточного пароперегревателя и водяной экономайзер из труб $\varnothing 32 \times 6$ мм (сталь 20).

Все стены поворотной камеры и конвективной шахты экранированы газоплотными панелями.

Коллекторы ширмового и конвективного пароперегревателей и подвесных труб помещены в «теплый ящик», расположенный над потолком котельного агрегата. Все места прохода труб через потолок уплотнены цельносварными коробками; уплотнены также все гляделки, лючки, район горелок и другие места возможных неплотностей.

При цельносварных экранах обмуровка заменена тепловой изоляцией из известково-кремнеземистых плит и листов стальной обшивки.

Количество и масса поставочных блоков поверхностей нагрева котельного агрегата приведены в табл. 8-3. Масса металлической части котельного агрегата 4520 т, в том числе металла под давлением 1844 т, из них аустенитной стали 165 т, стали 12Х1МФ 1373 т, стали 20 306 т. Суммарная масса поставочных блоков поверхностей нагрева 1380 т.

Характеристики поставочных блоков приведены в табл. 8-3.

8-6. КОТЕЛЬНЫЙ АГРЕГАТ П-57 ПАРПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ 1650 т/ч

Прямоточный однокорпусный котельный агрегат типа П-57 Подольского завода им. Орджоникидзе паропроизводительностью 1650 т/ч с рабочим давлением 25 МПа (255 кгс/см²), 545/545°C предназначен для энергоблока 500 МВт. Котельный агрегат газоплотный, имеет Т-образную компоновку (рис. 8-7), предназначен для сжигания экибастузских углей.

Несущий каркас котельного агрегата установлен на фундаменте и не связан с металлоконструкциями здания котельной.

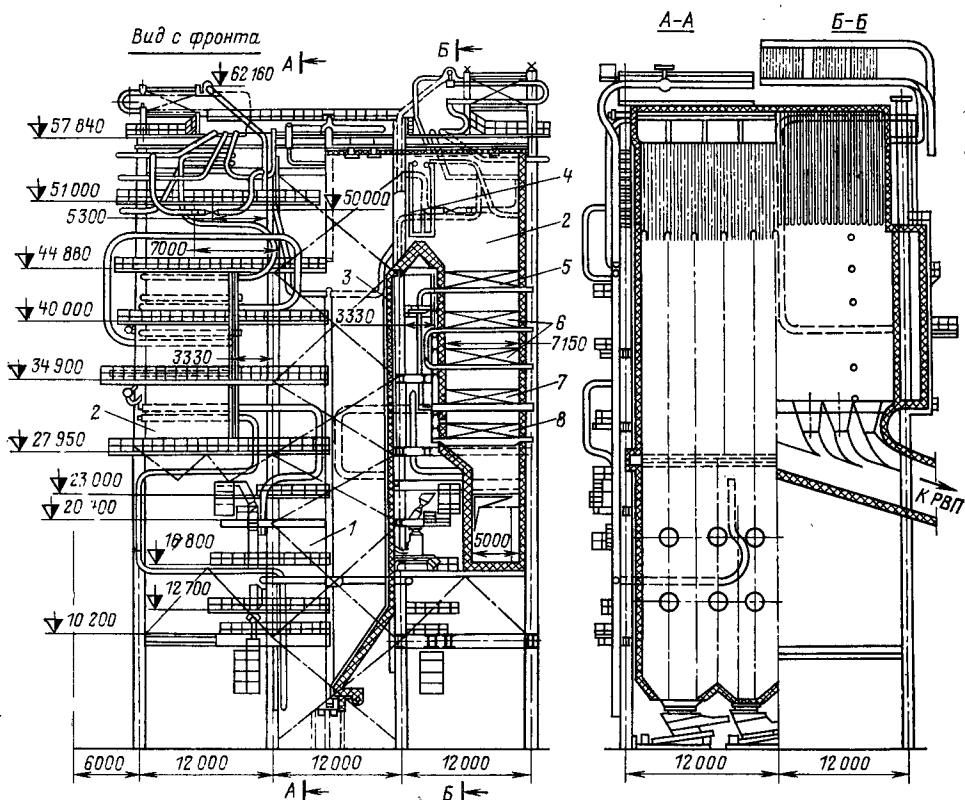


Рис. 8-7. Котельный агрегат П-57 (вид с фронта и разрезы).

1 — топка; 2 — конвективные шахты; 3 — экраны; 4 — ширмовые пароперегреватели; 5 — конвективный пароперегреватель; 6 — промежуточные пароперегреватели; 7 — переходная зона; 8 — водяной экономайзер.

Радиационная поверхность нагрева топочной камеры подвешена к каркасу. Нижняя и средняя радиационные части (НРЧ и СРЧ) и потолочный пароперегреватель изготовлены из плавниковых труб.

Нижняя часть каркаса конвективных шахт служит одновременно несущими элементами бункеров сырого угля и транспортеров топливоподачи, входящих в котельную с правой и левой стороны котельного агрегата. Молотковые мельницы с пылепроводами и газоходами установлены под конвективными шахтами.

Топочная камера имеет щитовую каркасную обмуровку из плит заводского изготовления.

Высота котельного агрегата до верха потолочного перекрытия 58 м, ширина по фронту 36 м, глубина 24 м. Размер топочной камеры по осям труб экрана по фронту 9,79 м, в глубину 21,74 м. Камера полностью экранирована плавниковыми трубами из стали 12Х1МФ, $\varnothing 32 \times 6$ мм. На боковых стенах топки размещены в два яруса 24 горелки.

В верхней части топки выше горизонтального газохода боковые экраны переходят в гладкотрубные фестоны, в каждом пучке которых по пять труб $\varnothing 32 \times 6$ мм. Удаление шлака из топочной камеры производится непрерывно.

Поверхности нагрева котельного агрегата состоят из радиационной, полурadiационной и конвективной частей. Радиационная поверхность нагрева в топке условно разбита на нижнюю (НРЧ), среднюю (СРЧ) и верхнюю (ВРЧ) части. Боковые экраны имеют перегиб на отметке 11 м и образуют холодную воронку.

Питательный трубопровод $\varnothing 530 \times 65$ мм, выполненный из стали 15ГС, перед котлом разделяется на две нитки, питающие два параллельных потока по глубине котла, каждый из которых в свою очередь разделен на два подпотока.

Рассмотрим схему пароводяного тракта котельного агрегата (рис. 8-8) и конструкцию его отдельных узлов.

Питательная вода поступает в водяной экономайзер, змеевики которого изготовлены из труб $\varnothing 32 \times 6$ мм (сталь 20), и по перепускным трубам $\varnothing 825 \times 38$ и $\varnothing 108 \times 12$ мм подается в НРЧ-I, размещенную на боковых стенах топки, между отметками 4,5 и 23,76 м, состоящую из плавниковых панелей из труб $\varnothing 32 \times 6$ мм (сталь 12Х1МФ). Далее пароводяная смесь по перепускным трубам $\varnothing 325 \times 38$ мм собирается в один поток в камере $\varnothing 426 \times 50$ мм и через перепускные трубы $\varnothing 108 \times 12$ мм поступает в НРЧ-II, образующую задний, фронтальной и часть боковых экранов топки от отметки 6,80 до отметки 23,76 м; НРЧ-II выполнена из таких же панелей, что и НРЧ-I. После НРЧ-II пароводяная смесь вновь разделяется на два подпотока и направляется в переходную зону, размещенную в конвективных шахтах перед водяным экономайзером по ходу газов. Переходная зона выполнена из пакетов змеевиков из труб $\varnothing 32 \times 6$ мм (сталь 12Х1МФ). Входные и выходные коллекторы имеют размеры $\varnothing 325 \times 45$ мм (сталь 15Х1М1Ф).

Из переходной зоны пар направляется в СРЧ-I, размещенную на боковых стенах топки между отметками 24,5 и 55,35 м. После смешения обоих подпотоков в смесительной камере 426×50 мм пар по перепускным трубам $\varnothing 108 \times 12$ мм (сталь 12Х1МФ) направляется в СРЧ-II, расположенную на заднем, фронтальной и части боковых экранов топки от отметки 24,50 до отметки 55,35 м. Экраны СРЧ выполнены из плавниковых панелей с трубами $\varnothing 32 \times 6$ мм (сталь 12Х1МФ).

После СРЧ-II пар четырьмя подпотоками поступает в потолочный экран, состоящий из панелей из плавниковых труб $\varnothing 32 \times 6$ мм (сталь 12Х1МФ), и затем по перепускным трубам $\varnothing 133 \times 18$ мм направляется в паропаровой теплообменник, расположенный на потолке котельного агрегата.

Теплообменник состоит из 132 секций, имеющих конструкцию трубы в трубе. Внутри наружной трубы $\varnothing 168 \times 10$ мм (сталь 12Х1МФ) расположены семь труб $\varnothing 32 \times 4$ мм (сталь 12Х1МФ), по которым циркулирует среда первичного тракта, а в межтрубном пространстве — промежуточный пар после ЦВД турбины.

Пройдя паропаровой теплообменник, каждые два подпотока первичного пара смешиваются в один и по перепускным трубам $\varnothing 108 \times 12$ мм

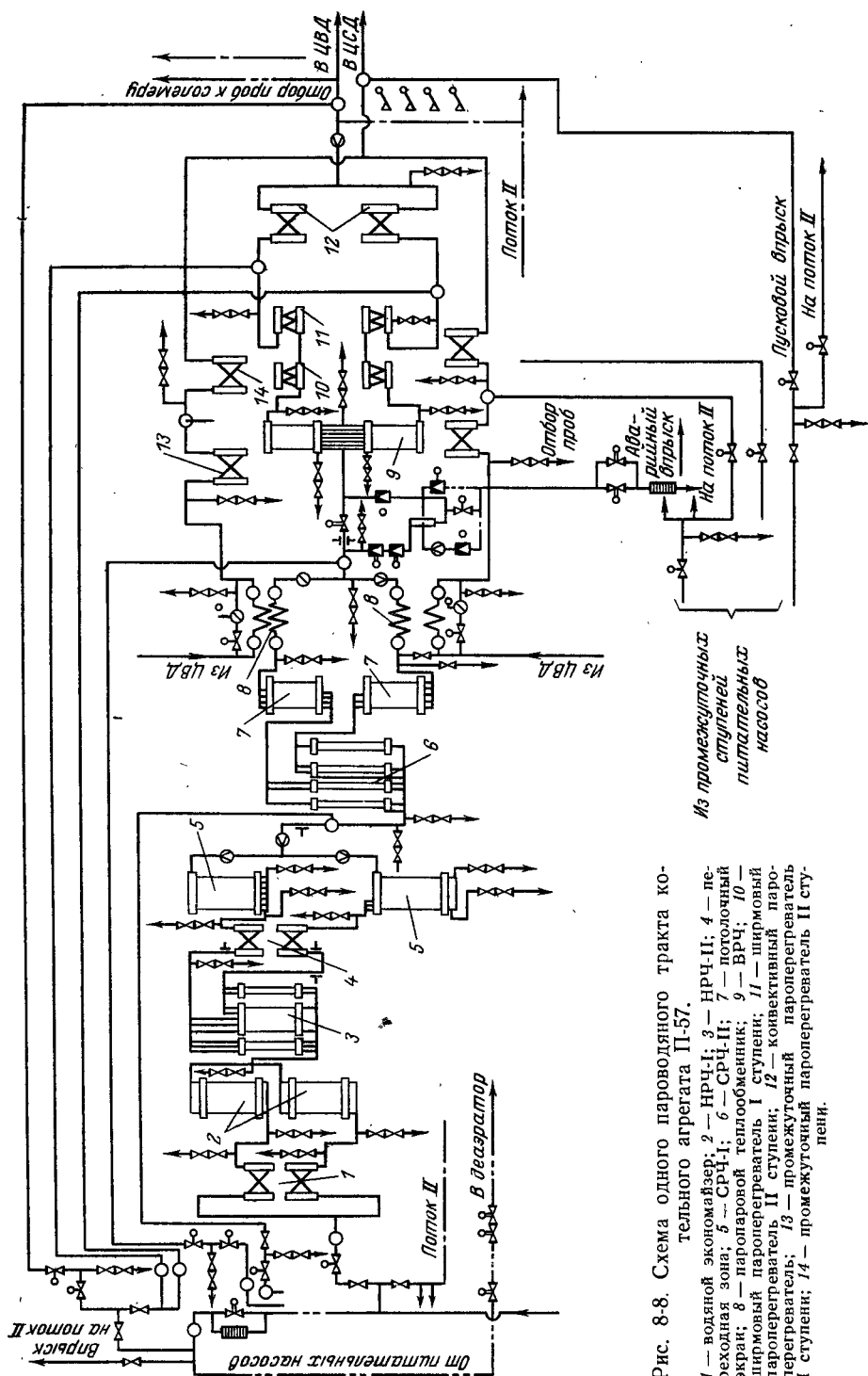


Рис. 8-8. Схема одного пароводяного тракта котельного агрегата П-57.

1 — водяной экономайзер; 2 — НРЧ-I; 3 — НРЧ-II; 4 — переходная зона; 5 — СРЧ-I; 6 — СРЧ-II; 7 — потопленный экран; 8 — паропаровый теплообменник; 9 — ВРЧ; 10 — ширмовый пароперегреватель I ступени; 11 — ширмовый пароперегреватель II ступени; 12 — конвективный пароперегреватель; 13 — промежуточный пароперегреватель I ступени; 14 — промежуточный пароперегреватель II ступени.

Таблица 8-4

**Масса и количество поставочных
блоков котельного агрегата П-57**

Узлы	Количество блоков	Общая мас- са, т
Каркас, включая лестницы площадки	398	1859
Нижняя радиационная часть (НРЧ)	84	208
Средняя радиационная часть (СРЧ), включая фестоны	64	301
Верхняя радиационная часть (ВРЧ)	12	97,5
Ширмовые пароперегревате- ли I и II ступени	20	223
Конвективный пароперегре- ватель высокого давления	12	143
Промежуточный паропере- греватель I и II ступени	24	307
Переходная зона	12	397
Водяной экономайзер	12	461
Паропаровые теплообмени- ки	16	63
Воздухоподогреватель (че- тыре аппарата)	160	694
Трубопровод в пределах ко- тельного агрегата	120	206
Горелки	24	84,4
Распосточный сепаратор, впрыскивающий пареохла- дитель и прочие узлы	14	22,4

(сталь 12Х1МФ) направляются в ВРЧ, выполненную из гладких трубных панелей из труб $\varnothing 32 \times 5$ мм (сталь 12Х1МФ). После ВРЧ пар опять разделяется на четыре подпотока и направляется в ширмовые пароперегреватели I и II ступени, расположенные в поворотном газоходе. Ширмовый пароперегреватель I ступени состоит из 48 вертикальных ширм, изготовленных из труб $\varnothing 32 \times 6$ мм (сталь 12Х1МФ). В каждом подпотоке 12 ширм, включенных противотоком (пар и дымовые газы двигаются в противоположных направлениях). Ширмовый пароперегреватель II ступени состоит из 44 ширм из труб $\varnothing 32 \times 5$ мм (сталь Х18Н12Т), причем в каждом подпотоке по 11 ширм, включенных прямотоком. Ширмы II ступени размещены в газоходе посередине между ширмами I ступени.

После ширмовых пароперегревателей пар направляется в конвективный пароперегреватель, расположенный в верхней части конвективных шахт и состоящий из змеевиков из труб $\varnothing 32 \times 6$ мм (сталь

Х18Н12Т). Далее первичный пар направляется в ЦВД турбины. Из ЦВД пар, пройдя через паропаровой теплообменник, направляется в промежуточные пароперегреватели I и II ступени, расположенные в конвективных шахтах. Змеевики I ступени пароперегревателя изготовлены из труб $\varnothing 57 \times 4$ мм (сталь 12Х1МФ), входные коллекторы — из труб $\varnothing 426 \times 17$ мм (сталь 12Х1МФ), выходные — из труб $\varnothing 550 \times 25$ мм (сталь 15Х1МФ). Змеевики пароперегревателя II ступени выполнены из труб $\varnothing 57 \times 4$ мм (сталь Х18Н12Т). Размеры коллекторов те же, что у перегревателей I ступени.

В каждом из регулируемых потоков первичного тракта предусмотре-
но три впрыска питательной воды: между СРЧ-I и СРЧ-II, после па-
ропарового теплообменника, перед распосточным сепаратором и между
ширмовыми и конвективными пароперегревателями. Кроме того, имеет-
ся пусковой впрыск после конвективного пароперегревателя.

Отдельные узлы котельного агрегата имеют следующую массу т:

Каркас, площадки и лестницы, балки конвективной шахты, обшивка коллекторов, бункера шлакоудаления, рамы обмуровочных плит	2604
Трубопроводы в пределах котельного агрегата с под- весками	806
Экраны (холодная воронка, НРЧ, СРЧ, ВРЧ, пото- лок)	889
Ширмовые пароперегреватели	243
Пароперегреватель высокого давления	143

Промежуточный пароперегреватель (низкого давления)	307
Переходная зона	397
Водяной экономайзер	461
Паропаровые теплообменники	315
Горелки и трубопроводы к ним	90
Прочие узлы (гарнитуры, обдувочные устройства)	78
Регенеративный воздухоподогреватель	1523

Котельный агрегат поставляется с завода блоками с учетом железнодорожных габаритов. Количество и масса поставочных блоков приведены в табл. 8-4. Количество поставочных блоков 972, общая их масса 5066 т (не считая воздухоподогревателя). Коэффициент поставочной блочности равен 0,65. Средняя масса поставочных блоков 5,2 т, максимальная (блоки водяного экономайзера) 38,4 т.

Некоторые технико-экономические показатели котельного агрегата П-57.

Коэффициент полезного действия брутто, %	92,0
Температура, °С:	
уходящих газов	125
горячего воздуха	326
питательной воды	277
Масса, т:	
металла под давлением	2932
легированного металла	2227
общая всего металла	7800
общая обмуровочных материалов	2027

8-7. КОТЕЛЬНЫЙ АГРЕГАТ ТГМП-204 ПАРПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ 2650 т/ч

Прямоточный однокорпусный котельный агрегат типа ТГМП-204 Таганрогского котельного завода паропроизводительностью 2650 т/ч с рабочим давлением 25 МПа (255 кгс/см²), 545/545°С предназначен для энергоблока 800 МВт. Котельный агрегат имеет П-образную компоновку (рис. 8-9), газоплотный, предназначен для сжигания газа или мазута при работе под наддувом.

Котельное отделение представляет собой отдельную ячейку для каждого котельного агрегата размером 45×48 м. Котельный агрегат подвешивается к хребтовым балкам котельного отделения, опирающимся на колонны здания.

Каркасы и все поверхности нагрева подвешены к потолочному перекрытию и строительным конструкциям здания. Тепловые вертикальные перемещения нижних коллекторов экранов топочной камеры составляют 250 мм, экранов конвективной шахты 110 мм. Габариты котельного агрегата в осях труб экранов составляют по фронту 20,66 м, по глубине 29,03 м, отметка труб потолочного пароперегревателя 55,3 м, труб подового экрана 9,3 м.

Над потолочным пароперегревателем расположен «теплый ящик», в котором размещены верхние коллекторы экранов, пароперегревателей переходного горизонтального газохода, подвесной системы конвективной шахты и перепускные трубы. В «теплый ящик» подается воздух с давлением, равным давлению наддува в котле. Назначение «теплого ящика» — ликвидировать утечку газов в помещение котельной через неплотности.

Для отклонения потока топочных газов задний экран на отметке 43,55 м имеет выступ, над которым расположен ширмовый пароперегреватель.

Стены котельного агрегата полностью экранированы газоплотными панелями, имеющими следующую ширину: 2576 мм для стен топочной камеры и конвективной шахты и 2116 мм для боковых стен горизонтального газохода. Каждая экранная панель состоит из 55 вертикальных плавниковых труб $\varnothing 32 \times 6$ мм, с шагом 46 мм из стали НСМ-2 и входных и выходных коллекторов из труб $\varnothing 219 \times 40$ мм из стали 12Х1МФ.

По высоте топка имеет два разъема: между НРЧ и СРЧ на отметке 22,8 м и между СРЧ и ВРЧ на отметке 35,8 м. Длина экранов составляет: НРЧ — 13,6 м, СРЧ — 13,0 м и ВРЧ — 19,5 м.

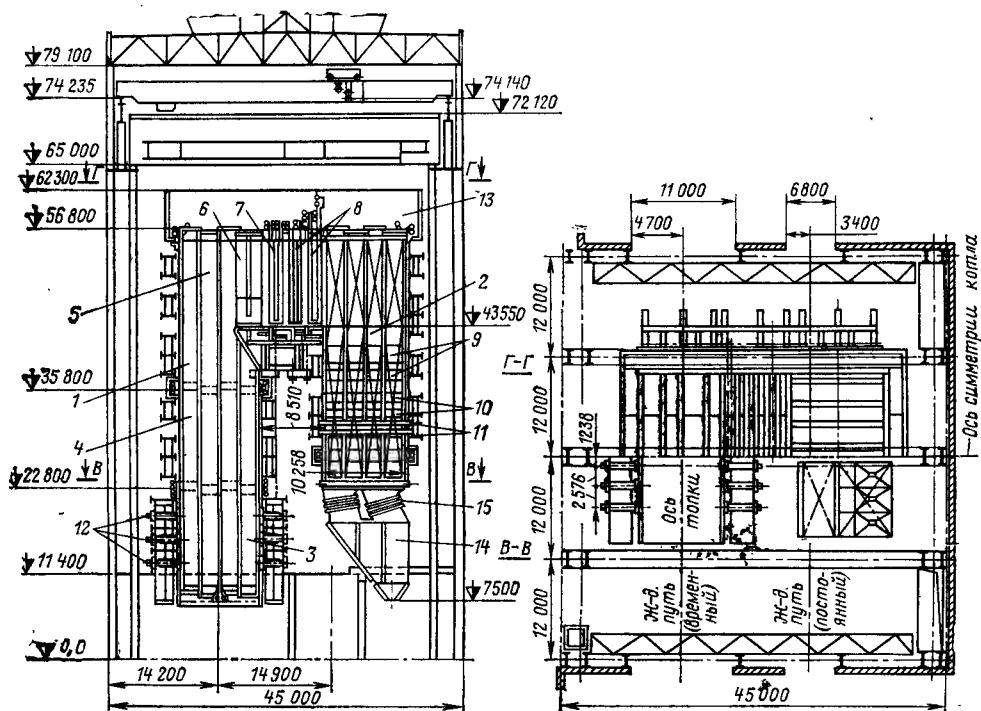


Рис. 8-9. Котельный агрегат ТГМП-204. Продольный разрез и план.

1 — топка; 2 — конвективная шахта; 3 — НРЧ; 4 — СРЧ; 5 — ВРЧ; 6 — ширмовый пароперегреватель; 7 — пароперегреватель высокого давления I и II ступеней; 8 — пароперегреватель низкого давления I и II ступеней (выходная часть); 9 — входная часть пароперегревателя низкого давления I и II ступеней; 10 — регулирующая поверхность I и II ступеней; 11 — водяной экономайзер I и II ступеней; 12 — горелки; 13 — шатер или «теплый ящик»; 14 — газовые бункера; 15 — компенсатор.

Экраны задней стены топки и фронтальной стены конвективной шахты опираются на две балки переходного газохода, подвешенные к потолочному перекрытию котельного агрегата на подвесках из труб $\varnothing 377 \times 60$ мм из стали 12Х1МФ, тепловые перемещения которых такие же, как у экранов.

Подвески панелей всех экранов топки в местах разъемов НРЧ — СРЧ и СРЧ — ВРЧ имеют специальную конструкцию, обеспечивающую

передачу нагрузки от нижних панелей к верхним, прикрепленным к подвескам, по оси труб.

В горизонтальном переходном газоходе последовательно по ходу газов расположены ширмовый пароперегреватель, пароперегреватель высокого давления I и II ступени, промежуточный пароперегреватель (выходная часть) I и II ступени.

Потолочный пароперегреватель в районе топки и конвективной шахты состоит из восьми панелей шириной 2576 мм, имеющих входные (около топки) и выходные (около конвективной шахты) коллекторы. В районе переходного газохода (по глубине котла 8 м) потолочный пароперегреватель набирается из 149 отдельных панелей, состоящих из трех труб каждая, имеющих пространственные гибы для прохода змеевиков пароперегревателей высокого и низкого давления.

В конвективной шахте последовательно по ходу газов расположены входная часть промежуточного пароперегревателя I и II ступени, регулирующая поверхность I и II ступени, водяной экономайзер I и II ступени. Все перечисленные поверхности нагрева имеют по ширине котельного агрегата четыре пакета.

Все конвективные поверхности подвешены к двум рядам подвесных труб $\varnothing 36 \times 6$ мм из стали 12Х1МФ с шагом 90 мм, включенных в циркуляционный контур после водяного экономайзера.

Котельный агрегат имеет 36 мазутных горелок производительностью по 5,14 т/ч. Горелки расположены на фронтальной и задней стенах топки в три яруса и имеют общие распределительные короба. Короба подвешены к трубам $\varnothing 159 \times 36$ мм, включенным в циркуляционный контур котельного агрегата, и имеют одинаковые с экранами топки вертикальные тепловые перемещения, которые воспринимаются компенсаторами, установленными на коробах подвода воздуха.

Котельный агрегат оснащен рециркуляцией, подающей охлажденные дымовые газы в верхнюю и нижнюю части топки.

Для создания плотности газового тракта при монтаже должно быть обеспечено уплотнение стыков газоплотных панелей и всех мест прохода труб и змеевиков через стены топки и конвективной шахты потолочного перекрытия котельного агрегата, мест прохода труб и подвесок через стены и потолок «теплого ящика», а также при выходе панелей экранов в местах их разъемов.

Тепловая изоляция котельного агрегата состоит из трех слоев извешково-кремнеземистых плит толщиной 50 мм, соединенных на мастике с наружной стальной обшивкой толщиной 1,2 мм. Основной изоляционный слой прикрепляется к поверхности экранов шпильками, приваренными к трубам экранов в шахматном порядке с шагом 500 мм.

Для восприятия усилий от внутреннего давления в котельном агрегате на газоплотных панелях экранов через каждые 2,6 м по высоте установлены по боковым стенам пояса жесткости из двутавровых балок: № 55, а по фронтальным стенам — вертикальные фермы жесткости высотой 1200 мм. Балки жесткости прикреплены к экранам, а фермы жесткости опираются на подвесной каркас, расположенный по боковым стенам.

Каркас котельного агрегата, состоящий из вертикальных рам, подвешен к потолочному перекрытию котельного отделения. Газовые бункера неподвижно установлены на металлоконструкциях отметки обслуживания. Вертикальные тепловые расширения экранов конвективной шахты воспринимаются компенсаторами, расположенными над газовыми бункерами.

Котельный агрегат предназначен для наиболее мощного в Европе энергоблока 1200 МВт*. Котельный агрегат паропроизводительностью 3950 т/ч с однократным промежуточным перегревом с рабочим давлением 25 МПа (255 кгс/см²), с температурой перегрева 545/545°C имеет П-образную компоновку и предназначен для сжигания мазута и природного газа. В конструкции котельного агрегата осуществляются современные прогрессивные решения: однокорпусное выполнение, газоплотное экранирование топки и газоходов, рециркуляция дымовых газов и рециркуляция рабочей среды.

Котельный агрегат (рис. 8-10) подвешивается к металлоконструкциям здания, что исключает необходимость в сооружении самостоятельного каркаса котла. Усилия от наддува и нагрузок площадок и лестниц воспринимаются обвязочным каркасом, также подвешенным к металлоконструкциям здания.

Работа под наддувом позволяет сжигать мазут с низкими избытками воздуха в топке, что уменьшает коррозию поверхностей нагрева и их загрязнение, повышает к. п. д. котельного агрегата за счет снижения потерь с уходящими газами и снижает расход электроэнергии на собственные нужды (ввиду отсутствия дымососов).

Размеры топки: ширина в осях экранов 31,28 м, глубина — 10,42 м.

Рециркулируемые газы подаются в верхнюю часть топки через сопла, расположенные в средней трети ее ширины, со скоростью 50—60 м/с, что обеспечивает хорошее их смешение с топочными газами. Ввод газов в нижнюю часть топки предусматривается через горелки и сопла, расположенные в этом районе.

Горелки (56 шт.) располагаются в три яруса на фронтальной и задней стенах топки; оси горелок

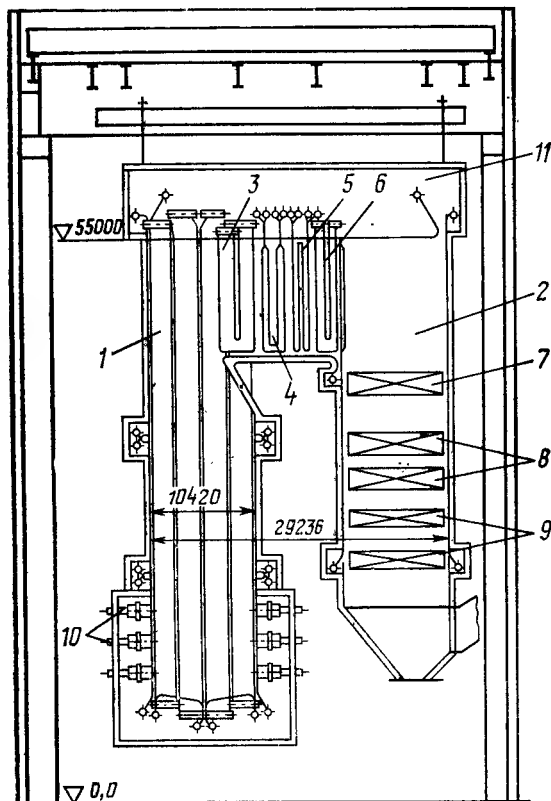


Рис. 8-10. Конструкция котельного агрегата паропроизводительностью 3950 т/ч.

1 — топка; 2 — конвективная шахта; 3 — ширмовый пароперегреватель; 4 — входная ступень конвективного пароперегревателя высокого давления; 5 — выходная ступень пароперегревателя высокого давления; 6 — выходная ступень промежуточного пароперегревателя; 7 — промежуточная ступень промежуточного пароперегревателя; 8 — регулирующая ступень промежуточного пароперегревателя; 9 — водяной экономайзер; 10 — горелки; 11 — «теплый ящик».

* Описание конструкции котла приводится по варианту технического проекта, принятому для рабочего проектирования.

совпадают с осями топочных панелей. Горелки выполняются двухканальными с тангенциальными лопаточными завихрителями. Принято паромеханическое распыливание мазута при давлении 3,5 МПа (35 кгс/см²).

Водяной тракт выполняется двухпоточным. По ходу движения среды в нескольких местах осуществляется полное смешение по каждому из потоков: за водяным экономайзером, НРЧ, СРЧ, ВРЧ и экранами конвективной шахты. Перемешивание производится в двух смешительных коллекторах Ø 465×55 мм, в которые вводятся перепускные трубы фронтowego, заднего и боковых экранов.

За газоплотными экранами конвективной шахты расположены растопочные узлы, причем каждый из двух потоков имеет свой растопочный узел, состоящий из встроенного сепаратора Ø 630×65 мм и соответствующей арматуры.

После растопочных узлов паровой тракт делится на четыре потока; по каждому из потоков осуществляется независимое регулирование температуры перегрева пара с помощью двух пароохладителей, расположенных за экранами котла и перед входным пакетом пароперегревателя.

Промежуточный пароперегреватель также имеет четыре регулируемых потока. Полное перемешивание пара осуществляется перед входным пакетом; там же устанавливаются пароохладители.

Для обеспечения газоплотности котельного агрегата топка и все его газоходы с температурой дымовых газов более 450°C экранированы трубами Ø 28×5 мм, образующими цельносварные экраны.

В топке предусмотрены два горизонтальных разъема экранов по высоте в местах сочленения НРЧ с СРЧ и СРЧ с ВРЧ. Количество панелей по фронтovому и заднему экрану составляет 12, по боковым экранам 4. Каждая панель состоит из 62 труб и имеет ширину по плавникам 2604 мм.

В верхней части топки трубы заднего экрана переходят в горизонтальный экран переходного газохода. Боковые экраны переходного газохода состоят из трех панелей. Фронтovые и задние экраны конвективной шахты имеют по ширине 12 панелей, боковые экраны четыре панели. По высоте экраны конвективной шахты разделены на две части горизонтальным рядом монтажных стыков. Потолочный пароперегреватель по ширине состоит из 12 панелей. Панели потолка и конвективной шахты имеют одинаковую ширину с панелями топки. На выходе из топки размещаются ширмовый и конвективный пароперегреватели высокого давления. Ширмовый пароперегреватель имеет одну ступень и состоит из 48 параллельно включенных ширм, каждая из которых изготовлена из труб Ø 32×6 мм (сталь 12Х1МФ). Средний шаг ширм 651 мм при шаге труб в направлении хода газов 35 мм. Из ширм пар поступает в конвективную часть пароперегревателя, состоящую из входной и выходной ступеней. Входной пакет состоит из фестонированных змеевиков Ø 42×6 мм из стали Х18Н12Т с коридорным расположением и с поперечным шагом 294 мм. Выходной пакет с конвективного пароперегревателя высокого давления состоит из двухпетлевых змеевиков Ø 42×7 мм (сталь Х18Н12Т) с шагом 147 мм.

Промежуточный пароперегреватель имеет выходную ступень, расположенную в переходном газоходе, а также промежуточную и входную (регулирующую) ступени в конвективной шахте. Перед выходной ступенью предусмотрено полное перемешивание пара в пределах каждого потока и аварийный впрыск воды. Выходная ступень выполнена в виде

У-образных змеевиков из труб $\varnothing 42 \times 4$ мм (сталь X18H12T) с коридорным расположением и поперечным шагом 147 мм.

Змеевики промежуточной и регулирующей ступени расположены параллельно фронту котла для возможности заброса дробы для наружной очистки труб через заднюю стенку конвективной шахты. Обе ступени имеют четыре пакета по ширине газохода. По высоте промежуточная ступень имеет один пакет, регулирующая — два. Обе ступени выполняются из труб $\varnothing 60 \times 5$ мм (сталь 12X1МФ). Пакеты поставляются заводом без коллекторов. Коллекторы поставляются длиной около 10 м с длинными штуцерами для приварки змеевиков при монтаже.

Таблица 8-5

Некоторые технико-экономические показатели котельных агрегатов энергоблоков 1200, 500 и 300 МВт

Показатели	Котлы энергоблоков, МВт		
	1200 (ТГМП-1202)	800 (ТГМП-204)	300 (ТГМП-324)
Паропроизводительность, т/ч	3950	2650	1000
Ширина котельного агрегата по фронту (в осях экранных труб), м	31,28	20,87	15,17
Глубина котельного агрегата (в осях экранных труб), м	29,2	28,7	20,6
Высота котельного агрегата до осей труб потолочного экрана, м	55,0	55,0	40,9
Удельный расход металла на котельный агрегат, т/МВт	12,45	13,2	18,0
В том числе металла под давлением, т/МВт	5,80	6,05	7,77
Удельная площадь газоплотных экранов, м ² /МВт	6,22	6,81	9,85
Расчетный к. п. д. котельного агрегата брутто %:			
при работе на мазуте	93,8	93,8	93,8
при работе на газе	94,4	94,4	94,4
Температура уходящих газов, °С:			
при работе на мазуте	140	132	132
при работе на газе	115	118	118
Сопротивление газового тракта, кПа (мм вод. ст.):			
при работе на мазуте	8,2(800)	10(906)	—
при работе на газе	8,2(800)	11(1094)	—
Расход топлива:			
мазута, т/ч	275,21	185,00	68,70
газа, м ³ /ч	296 930	199 600	75 200
Удельная площадь котельной ячейки, м ² /МВт	2,87	2,87	4,70
Удельный объем котельной ячейки, м ³ /МВт	210	210	246

Водяной экономайзер изготавливается из труб $\varnothing 32 \times 6$ мм (сталь 20). Змеевики расположены также параллельно фронту котла. По ширине газохода расположены четыре пакета, по высоте в два яруса. Пакеты имеют коридорное расположение труб.

На котельном агрегате устанавливаются три регенеративных воздухоподогревателя с диаметром ротора 14,5 м.

В табл. 8-5 приведены некоторые технико-экономические показатели котельного агрегата энергоблока 1200 МВт в сравнении с соответствующими показателями газомазутных котельных агрегатов с наддувом для энергоблоков 800 и 300 МВт.

ВОДОГРЕЙНЫЕ И ПАРОВОДОГРЕЙНЫЕ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫЕ КОТЛЫ

9-1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОВ

В условиях ТЭЦ подогрев воды на теплофикационные нужды (отопление, вентиляцию и бытовое горячее водоснабжение) обычно производился до 110—115°C в основных сетевых подогревателях за счет пара из отбора турбин. Пиковые же нагрузки в наиболее холодные месяцы года покрывались пиковыми пароводяными подогревателями с подогревом сетевой воды до 150°C, работающими на свежем паре из энергетических котельных агрегатов повышенного и высокого давления, который перед подачей в пиковые подогреватели подвергался редуцированию и увлажнению в редуциционно-охладительных установках (РОУ).

Покрывание пиковых теплофикационных нагрузок (продолжительностью 1000—2000 ч в году) водогрейными котлами позволяет уменьшить на ТЭЦ количество энергетических паровых котельных агрегатов высокого давления, что существенно снижает затраты по сооружению и эксплуатации ТЭЦ. Поэтому в настоящее время все новые ТЭЦ сооружаются с установкой на них крупных пиковых водогрейных котлов. Суммарная теплопроизводительность этих котлов составляет примерно 50% максимальной теплофикационной нагрузки ТЭЦ. Учитывая незначительную продолжительность работы пиковых водогрейных котлов, для снижения капитальных затрат на их установку их снабжают топочными устройствами для сжигания газа и мазута даже в тех случаях, когда эти котлы установлены на ТЭЦ, сжигающих твердое топливо в пылевидном состоянии.

Широкое применение водогрейные котлы получили также в крупных производственно-отопительных и районных отопительных котельных (тепловых станциях), где они работают как основной источник теплоснабжения.

9-2. НОМЕНКЛАТУРА И ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОВ

Газомазутные котлы для установки на районных и промышленно-отопительных ТЭЦ изготавливаются теплопроизводительностью 30, 50, 100 и 180 Гкал/ч (соответственно 35, 58, 116 и 209 МВт) заводами Министерства энергетического машиностроения.

Котлы выпускаются с двумя различными компоновками поверхностей нагрева: П-образной и башенной.

Газомазутные котлы теплопроизводительностью 35—40 Гкал/ч (41—46 МВт). Дорогобужский котельный завод выпускает газомазутные котлы типа ПТВМ-30 теплопроизводительностью 35 Гкал/ч (41 МВт) для работы на мазуте и 40 Гкал/ч (46 МВт) для работы на газе с П-образной компоновкой.

На рис. 9-1 представлен общий вид котла ПТВМ-30М-4. Глубина топки составляет 2200 мм, ширина ее по фронту в свету 4100 мм. На боковых стенах топки навстречу друг другу расположены горелки по три на каждой стенке. Все стены топки экранированы трубами $\varnothing 60 \times 3$ мм с шагом 64 мм. Боковые стены конвективной шахты закрыты трубами $\varnothing 83 \times 4$ мм с шагом 128 мм. На выходе газов из топки

в конвективную шахту трубы заднего экрана разведены в четыре ряда и образуют фестон.

Конвективная часть котла выполнена из труб $\varnothing 28 \times 3$ мм с шагами $s_1=64$ мм и $s_2=33$ мм и состоит из двух пакетов, установленных

Таблица 9-1

Техническая характеристика котла ПТВМ-30М-Ч

Наименование	Топливо	
	Газ	Мазут
Теплопроизводительность котла, Гкал/ч (МВт)	40 (46)	35 (41)
Нормальный перепад температур воды в котле, °С	150—70	150—70
Расход воды через котел, т/ч	495	435
Видимое теплонеприятие топочного объема, кВт/м³ [ккал/(м³·ч)]	640(550·10³)	550(480·10³)
Сопротивление газового тракта, Па (мм вод. ст.)	874 (93,3)	805 (83)
Подача дымососа, м³/ч	106·10³	109,5·10³
Сопротивление воздушного тракта, кПа (мм вод. ст.)	2,51 (256)	3,11 (317)
Подача вентилятора, м³/ч	29,7·10³	33,4·10³

последовательно по ходу газов. Задняя стена и потолок конвективной шахты выполнены из труб $\varnothing 60 \times 3$ мм с шагом $s=64$ мм.

Вся трубная часть котла состоит из восьми транспортабельных блоков (два топочных угловых блока, состоящих из бокового, заднего и фронтального экранов, два блока конвективной части котла и четыре блока, образованные двумя боковыми и задней стеной поворотной камеры). Максимальную поставочную массу имеют блоки топки и конвективной части котла (6,5—8,0 т).

Краткая техническая характеристика котла ПТВМ-30М приведена на рис. 9-1. Котел может работать как в основном, так и в пиковом режиме.

Газомазутные котлы теплопроизводительностью 50, 100 и 180 Гкал/ч (58, 116 и 209 МВт). Дорогобужский и Барнаульский заводы Министерства энергетического машиностроения изготовили значительное количество башенных водогрейных котлов теплопроизводительностью 50, 100 и 180 Гкал/ч (58, 116 и 209 МВт)¹.

¹ Дорогобужский завод изготавливает котлы теплопроизводительностью 50 и 100 Гкал/ч (58, и 116 МВт), Барнаульский — котлы теплопроизводительностью 180 Гкал/ч (209 МВт).

Таблица 9-2

Основные конструктивные и технические характеристики пиковых водогрейных котлов башенной компоновки

Наименование	Тип котла	
	ПТВМ-100	ПТВМ-50-1
Тепловая производительность, Гкал/ч (МВт)	100 (116)	50 (58)
Объем топочной камеры, м³	245	109
Габариты по осям колонн, м:		
ширина	6,9	5,16
глубина	6,9	5,18
высота	14,45	13,5
Масса общая металла под давлением, т	161	115
Масса вспомогательного оборудования, т	113	49,9
Масса обмуровки, т	8,3	1,9
Масса агрегата, т	54,7	45,1
Общая масса агрегата, т	215,8	162,0
Нормальный расход воды, т/ч:		
при двухходовой схеме	2140	1500
при четырехходовой схеме	1235	625